

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ**

**«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра техніки і електрофізики високих напруг**

«На правах рукопису»  
УДК 621.317.31

«До захисту допущено»

В. о. завідувача кафедри

\_\_\_\_\_ В. О. Бржезицький

«23» травня 2018 р.

## **Магістерська дисертація**

**на здобуття ступеня магістра**

**зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

**на тему: «Вимірювання втрат електроенергії в високовольтній лінії  
електропередачі »**

Виконав:

студент VI курсу, групи ЕВ-61м  
Павлович Тарас Романович

\_\_\_\_\_

Керівник:

Старший науковий співробітник кафедри техніки і електрофізики високих напруг,

к.т.н, доцент, Проценко О. Р.

\_\_\_\_\_

Консультант з розділу маркетингу:

Ст. викладач кафедри промислового маркетингу, к.е.н.,  
Царьова Т. О.

\_\_\_\_\_

Рецензент: ст. викладач кафедри АЕ

Хлистов В.М.

\_\_\_\_\_

Засвідчую, що у цій магістерській  
дисертації немає запозичень з праць  
інших авторів без відповідних посилань.

Студент \_\_\_\_\_

Київ – 2018 року

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Факультет електроенерготехніки та автоматики**  
**Кафедра техніки і електрофізики високих напруг**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
 (спеціалізація «Техніка та електрофізика високих напруг»)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Заступник директора  
 ТОВ «ІНТЕЛТЕХ»

\_\_\_\_\_ О. А. Філонова  
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

В. о. завідувача кафедри

\_\_\_\_\_ В. О. Бржезицький  
 «06» лютого 2018 р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студенту**  
**Павловичу Тарасу Романовичу**

1. Тема дисертації «Вимірювання втрат електроенергії в високовольтній лінії електропередачі», науковий керівник дисертації Проценко Олександр Ростиславович, к.т.н., доцент, затверджені наказом по університету від 21.03.2018 р. № 981-с
2. Термін подання студентом дисертації : 22 травня 2018 р.
3. Об'єкт дослідження: *пристрій для вимірювання втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі.*
4. Предмет дослідження: *модернізація існуючого пристрою для вимірювання втрат через застосування додаткових трансформаторів струму та напруги.*
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: *дослідження і аналіз методів розрахунку втрат, визначення найбільш точного, комерціалізація розробки.*
6. Орієнтовний перелік ілюстративного матеріалу: *13 рисунків, 19 таблиць.*
7. Орієнтовний перелік публікацій: 2.

## 8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Маркетинг високовольтного обладнання	Царьова Т. О., ст. викладач кафедри промислового маркетингу	02.04.2018	14.05.2018

## 9. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

## Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1.	Вступна частина.	18 лютого 2018 р.	виконано
2.	Формування основних питань і завдань роботи, аналіз методів розрахунку втрат.	05 березня 2018 р.	виконано
3.	Оформлення основної частини, розрахунки втрат.	20 березня 2018 р.	виконано
4.	Експериментальні дослідження та формування стартап – проекту.	23 квітня 2018 р.	Виконано

Студент

Т. Р. Павлович

Науковий керівник дисертації

О. Р. Проценко

**Зміст:**

ТЕРМІНОЛОГІЯ.....	5
РЕФЕРАТ.....	7
ВСТУП.....	13
1.АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ.....	14
1.1.Умовно-постійні втрати.....	17
1.2. Класичні методи розрахунку змінних втрат електроенергії.....	19
1.3. Постановка завдання виконання оперативних розрахунків втрат електроенергії з використанням нових інформаційних технологій.....	40
2. ФОРМУВАННЯ РОЗРАХУНКОВИХ МОДЕЛЕЙ І МЕТОДИ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ПАРАМЕТРІВ .....	43
2.1. Математичні моделі розподільної мережі, що формуються за результатами вимірювань.....	43
2.2. Методи ідентифікації параметрів моделі за даними вимірів.....	49
2.3. Визначення параметрів розрахункової моделі розподільної мережі за даними електроспоживання у вузлах навантаження.....	54
3. ОПЕРАТИВНІ РОЗРАХУНКИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ У СИСТЕМАХ АСКОВЕ.....	56
3.1. Математичні моделі розрахунку технічних втрат електроенергії за даними вимірів.....	56
3.2. Визначення еквівалентного опору головної ділянки за параметрами добових графіків.....	60
3.3. Розробка алгоритму оперативних розрахунків і аналізу втрат електроенергії.....	66
3.4. Оцінка допустимого небалансу електроенергії, обумовленого похибками вимірювань.....	72
3.5. Розрахунок допустимого небалансу в розподільній мережі.....	75

4. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ І ХАРАКТЕРИСТИК ДОБОВОГО ГРАФІКУ .....	79
4.1. Комплекс технічних засобів для вимірювання електроспоживання...	79
4.2. Оцінка допустимого небалансу електроенергії, обумовленого похибками вимірювань.....	80
5. СТАРТАП: КОМЕРЦІАЛІЗАЦІЯ РОЗРОБКИ ПРИСТРОЮ ДЛЯ ВИМІРУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ВИСОКОВОЛЬТНІЙ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.....	89
5.1 Опис ідеї проекту.....	89
5.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	93
5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап – проекту.....	95
ВИСНОВОК.....	102
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	103

## ТЕРМІНОЛОГІЯ

***Звітні (фактичні) втрати*** - це різниця електроенергії, що надійшла в мережу і електроенергії виданої з мережі, яка визначається за показниками приладів обліку встановлених на вході в розподільну мережу (РЕК, РЕМ) і на виході з мережі (у споживача) при її видачі.

***Технічні втрати*** - втрати, зумовлені фізичними процесами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються при передачі і розподілі електроенергії по електричних мережах. Величина технічних втрат залежить від режиму і параметрів мережі, величини струму навантаження і його рівномірного розподілу по фазах. Технічні втрати визначаються розрахунковим шляхом.

***Втрати електроенергії на власні потреби підстанцій*** - це витрата електроенергії для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу.

***Комерційні втрати*** - це втрати, зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників при оплаті за електроенергію і іншими причинами в сфері організації контролю над споживанням електроенергії.

***Метрологічні втрати*** - це втрати, зумовлені інструментальними похибками її вимірювання.

***Нормативна величина втрат*** - ця оптимально обґрунтована величина втрат електроенергії при її передачі і розподілі в електричній мережі. Вона визначається аналітично-розрахунковими, статистично-імовірнісними і експериментальними методами.

Відносна величина нормативних втрат визначається відношенням сумарної величини технологічних втрат до величини пропуску електроенергії в мережу.

В даний час норматив втрат електроенергії складають технічні втрати: умовно-постійні, змінні або навантажувальні втрати, і втрати на власні потреби підстанцій.

***Наднормативні втрати*** - це різниця між звітними і нормативними втратами. В даний час наднормативні втрати становлять комерційні та метрологічні втрати.

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з 105 сторінок, рисунків – 13, таблиць – 19.

**Актуальність роботи:** втрати електроенергії в електромережі — це витрати електричної потужності при проходженні електричного струму через ЛЕП та електрообладнання системи електропостачання споживачів.

Значні резерви економії енергетичних ресурсів наявні в електромережах. В нашій країні втрати в електричних мережах сягають 12-14 %, а за іншими статистичними даними до 18 %. Перш за все, це обумовлено відсутністю систем обліку, що дозволяє використовувати її майже без обмежень, застарілим обладнанням електромереж.

Саме тому виникає необхідність розробки та застосування таких пристроїв, які б дали можливість точно і оперативно вимірювати фактичні втрати електроенергії, а в свою чергу, професійне вимірювання втрат електроенергії дозволило б створювати методи максимального зниження втрат.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Магістерська дисертація виконувалася згідно з планом науково-дослідних робіт кафедри техніки і електрофізики високих напруг Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

**Мета та задачі роботи.** Метою роботи є дослідження і аналіз методів розрахунку втрат електроенергії та визначення найбільш точного, оперативні розрахунки цих втрат у діючій енергоустановці за добовими графіками, а також комерціалізація розробки пристрою для виміру втрат у високовольтній лінії електропередачі.

**Об'єкт дослідження** – пристрій для безпосереднього вимірювання втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі.

**Науково- технічна новизна.** Науково – технічна новизна роботи полягає у вдосконаленні пристрою для вимірювання втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі, шляхом введення додаткових



вимірювальних трансформаторів напруги та струму, а також застосування блоків перетворення сигналів, обробки, передачі та відображення даних.

**Практична цінність.** Удосконалений пристрій дозволить підвищити точність вимірювання втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі.

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация состоит из 105 страниц, рисунков - 13, таблиц - 19.

**Актуальность работы:** потери электроэнергии в электросети - это затраты электрической мощности при прохождении электрического тока через ЛЭП и электрооборудования системы электроснабжения потребителей.

Значительные резервы экономии энергетических ресурсов имеющиеся в электросетях. В нашей стране потери в электрических сетях достигают 12-14%, а по другим статистическим данным до 18%. Прежде всего, это обусловлено отсутствием систем учета, что позволяет использовать ее почти без ограничений, устаревшим оборудованием электросетей.

Именно поэтому возникает необходимость разработки и применения таких устройств, которые бы дали возможность точно и оперативно измерять фактические потери электроэнергии, а в свою очередь, профессиональное измерения потерь электроэнергии позволило бы создавать методы максимального снижения потерь.

**Связь работы с научными программами, планами, темами.** Магистерская диссертация выполнялась в соответствии с планом научно-исследовательских работ кафедры техники и электрофизики высоких напряжений Национального технического университета Украины «Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского».

**Цель и задачи работы.** Целью работы является исследование и анализ методов расчета потерь электроэнергии и определение наиболее точного, оперативные расчеты этих потерь в действующей энергоустановке по суточным графикам, а также коммерциализация разработки устройства для измерения потерь в высоковольтной линии электропередачи.

**Объект исследования** - устройство для непосредственного измерения потерь электроэнергии в высоковольтной линии электропередачи.

**Научно техническая новизна.** Научно - техническая новизна работы заключается в усовершенствовании устройства для измерения потерь

электроэнергии в высоковольтной линии электропередачи, путем введения дополнительных измерительных трансформаторов напряжения и тока, а также применение блоков преобразования сигналов, обработки, передачи и отображения данных.

**Практическая ценность.** Усовершенствованное устройство позволит повысить точность измерения потерь электроэнергии в высоковольтной линии электропередачи.

## ABSTRACT

The master's dissertation consists of 105 pages, pictures - 13, tables - 19.

**Actuality of work:** Electricity losses in the power grid are the costs of electric power during the passage of electric current through the transmission lines and electrical equipment of the electricity supply system of consumers.

Significant reserves of energy resources are available in power grids. In our country, losses in electricity networks reach 12-14%, and according to other statistics up to 18%. First of all, this is due to the lack of accounting systems, which allows you to use it almost unlimited, obsolete equipment of the electricity grid.

That is why it is necessary to develop and use such devices that would enable to accurately and promptly measure actual electric power losses, and in turn, professional measurement of electric power losses would allow to create methods for maximum loss reduction.

**Relationship of work with scientific programs, plans, themes.** The master's dissertation was carried out in accordance with the plan of research work of the chair of technology and electrophysics of high voltage of the National Technical University of Ukraine "Kyiv Polytechnic Institute named after Igor Sikorsky".

**Purpose and tasks of work.** The purpose of the work is to study and analyze methods for calculating electricity losses and to determine the most accurate, operative calculations of these losses in the existing power plant according to daily charts, as well as commercialization of the development of a device for measuring losses in a high voltage transmission line.

**The object of research** is a device for direct measurement of electric power losses in a high voltage transmission line.

**Scientific and technical novelty.** The scientific and technical novelty of the work is to improve the device for measuring the power losses in a high - voltage transmission line, by introducing additional measuring voltage and current transformers, as well as the use of signal conversion units, processing, transmission and display of data.

**Practical value.** An improved device will improve the accuracy of measurement of power losses in a high-voltage transmission line.

## **ВСТУП**

У зв'язку з розвитком ринкових відносин в Україні значимість проблеми втрат електроенергії істотно зросла. Розробка методів розрахунку, аналізу втрат електроенергії та вибору економічно обґрунтованих заходів щодо їх зниження ведеться в країні вже понад 30 років.

Ефективне зниження втрат електроенергії на основі вибору обґрунтованих заходів неможливо без достовірної інформації про величину і структуру цих втрат. Саме з цієї причини розробці, впровадженню і програмам розрахунку технологічних втрат приділяється велика увага.

Особливості та відмінності методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах різних рівнів напруги обумовлені в основному наявністю або відсутністю наявними в електромережових організаціях вихідної інформації.

У міру розвитку обчислювальної техніки та інформаційних технологій АСКОЕ, удосконалюються як самі методи розрахунку втрат електроенергії, так і їх інформаційне та програмне забезпечення.

## **1.АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

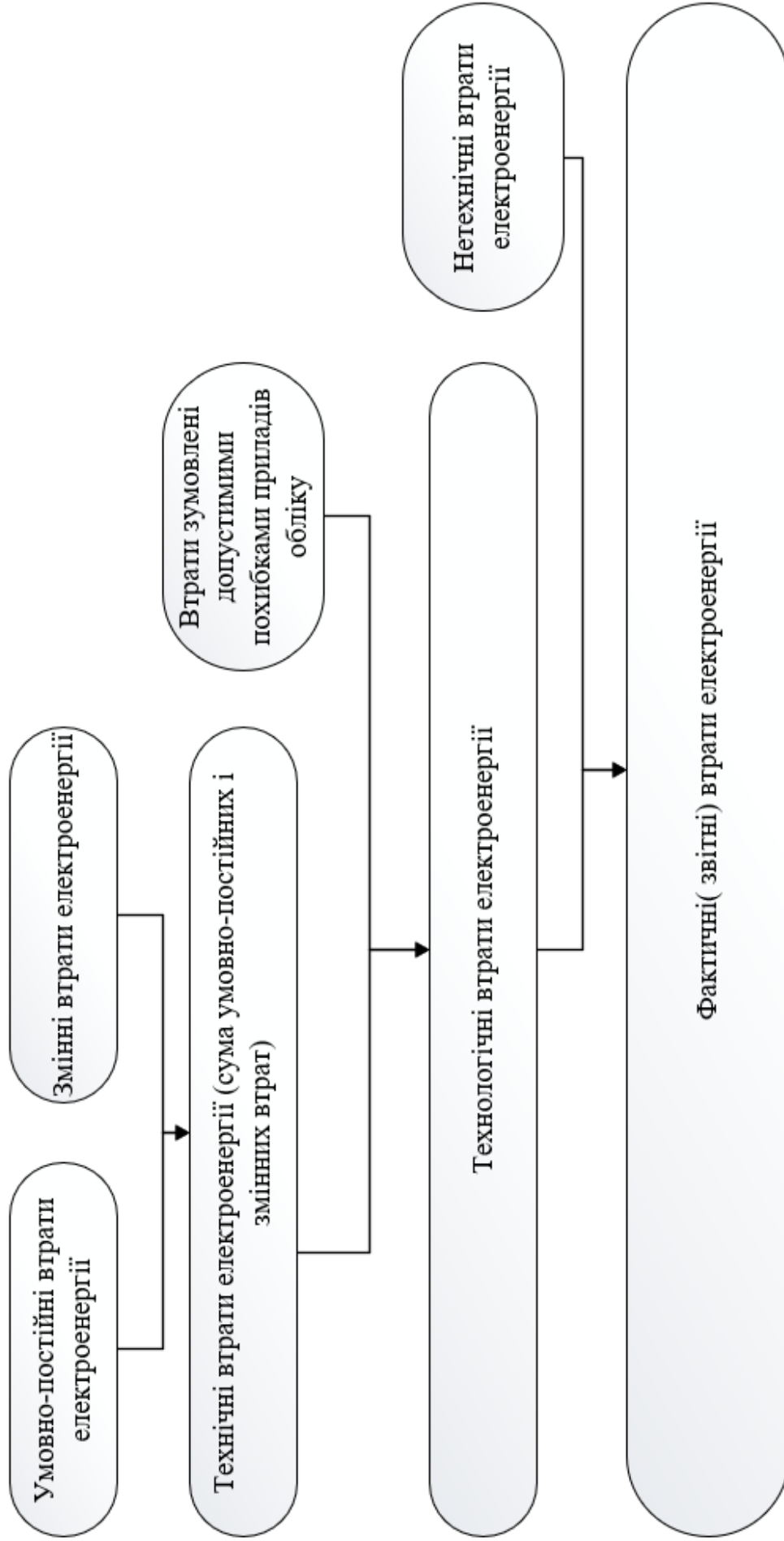
У зв'язку з переходом енергетичних підприємств до ринкової економіки, виникла необхідність підвищення ефективності управління енергоспоживанням, оскільки це завдання відповідає економічним інтересам постачальників і споживачів електроенергії [1]. Одним з основних варіантів вирішення даної задачі являється точний контроль та облік електроенергії при постачанні нафти і розподілі.

Оцінка обліку електроенергії містить наступні етапи: підготовка необхідної інформації; формування послідовності обробки інформації; вимір електроенергії в елементах мережі; визначення балансу електроенергії для основної мережі для оцінки втрат електроенергії.

Електроенергія є єдиним видом продукції, яка для свого переміщення на сотні кілометрів від електричних станцій до споживачів витрачає частину самої себе, не вимагаючи інших ресурсів. Технологічні (неминучі) втрати роблять корисну роботу.

Доцільно використання терміну «технологічні витрати електроенергії на передачу по електричних мережах», але для стислості застосовується термін «втрати електроенергії в електричних мережах».

Втрати енергії прийнято розділяти на складові: змінні і постійні.



Малюнок 1.1 - Структура фактичних втрат електроенергії



Змінні втрати - це частина втрат, яка залежить від навантаження елемента. Включають в себе навантажувальні втрати у проводах ліній передачі, силових трансформаторах і автотрансформаторах, струмообмежуючих реакторах, трансформаторах струму, сполучних проводах і шинах розподільних пристроїв підстанцій[2].

Постійні втрати - це втрати, які незначно змінюються при зміні навантаження елемента енергомережі і цими змінами можна знехтувати. До них відносяться втрати: в силових трансформаторах і АТ; компенсуючих пристроях, устаткуванні систем обліку електроенергії; вентильних розрядниках і обмежувачах перенапруги.

Втрати, зумовлені погодними умовами: втрати на корону в повітряних лініях електропередач 110 кВ і вище; витрата електроенергії на плавку ожеледі.

У таблиці 1.1 представлені складові втрат електроенергії.

Таблиця 1.1 Структура технічних втрат електроенергії в балансі КЕГОС і регіональної компанії (% від сумарних втрат)

КЕГОС (норматив 2013 рік)			СК РЕК (норматив 2013 рік):		
мережі 500 кВ і нижче			мережі 220 -110 кВ і нижче		
Нормативні	технічні	втрати	електроенергії	(абс / відн)	
2 827 162 тис кВт * год / 6,0%			177 140 тис кВт * год / 13,45%		
Втрати електроенергії:		%			%
навантажувальні в лініях,		62,70			56,0
трансформаторах		1,3			5,0
холостого ходу трансформ.		4,5			27,0
корона в повітряних лініях		21,7			2,0
втрати в компен. пристроях		6,6			—
витрата на СН підстанцій		3,2			6,8

прилади обліку	-	3,2
інші	— - —	— - —
Всього втрати (%)	100	100

Як видно зі структури втрат в мережах 220-500 кВ основними втратами є навантажувальні втрати в лініях і втрати на корону, а в мережах 110 кВ і нижче - навантажувальні втрати в лініях і втрати холостого ходу.

Кінцевою метою аналізу втрат енергії є виявлення конкретних елементів мережі з підвищеними технічними втратами для їх можливого зниження, а також конкретних місць недообліку електроенергії для зниження комерційних втрат.

Одним з методів такої діагностики втрат є аналіз небалансів на підстанціях, підприємствах мереж і в цілому в мережевих організаціях.

Основні методи розрахунку втрат електроенергії в електричних розподільних мережах наведені нижче.

### 1.1 Умовно-постійні втрати.

#### 1) Втрати холостого ходу в силових трансформаторах

Втрати холостого ходу в силових трансформаторах або автотрансформаторах визначають на основі відомих з паспортних даних втрат потужності холостого ходу  $\Delta P_x$ , кВт, за формулою, тис. кВт год:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m \Delta T_i \left( \frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2 10^{-3} \quad (1.1)$$

де  $U_i$  - напруга на вводах трансформатора в  $i$ -му режимі.

#### 2) Втрати в компенсуючих пристроях (КП) залежать від типу пристрою.

Втрати в батареях статичних конденсаторів (БСК) визначають на основі відомих питомих втрат потужності  $\Delta \rho_{БК}$  :

$$\Delta W_{БК} = \Delta \rho_{БК} * \Delta W_{QБК}, \quad (1.2)$$

де  $\Delta W_{Q_{\text{БК}}}$  - реактивна енергія, вироблена батареєю конденсаторів за розрахунковий період. Зазвичай  $\Delta \rho_{\text{БК}} = 0.003 \text{ кВт} / \text{квар}$

Втрати в статичних тиристорних компенсаторах (СТК) визначають за такою ж формулою[3]. Тиристорні компенсатори, як правило, мають індивідуальну конструкцію, тому питомі втрати в конкретному компенсаторі визначають на основі його паспортних даних. Середнє значення

$$\Delta \rho_{\text{СТК}} = 0,006 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

Втрати в синхронних компенсатори (СК) теоретично можна повністю віднести до втрат холостого ходу, так як втрати в будь-якій електричній машині мають і навантажувальну складову (як і в трансформаторі).

Однак, оскільки ця складова втрат залежить не від навантаження мережі, а від навантаження самого СК, а остання не має прямого зв'язку з навантаженням мережі, втрати в СК в цілому відносять до умовно-постійних втрат.

Формула для їх розрахунку має вигляд:

$$\Delta W_{\text{СК}} = \Delta P_{\text{ном}} T_{\text{СК}} \left[ d_x + (1 - d_x) k_{\text{макс}}^2 \frac{k_e + 2k_e^2}{3} \right], \quad (1.3)$$

де  $\Delta P_{\text{ном}}$  - втрати в СК при номінальному завантаженні;

$T_{\text{СК}}$  - час роботи СК в розрахунковому періоді;

$k_{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{макс.г}}}{Q_{\text{ном}}}$  - коефіцієнт максимального завантаження СК;

$d_x$  - частка втрат холостого ходу в значенні  $\Delta P_{\text{ном}}$

### 3) Втрати в шунтуючих реакторах

Втрати в шунтуючих реакторах (ШР) визначають за формулою (1.1.1) на підставі відомих втрат потужності в реакторах. У паспортних даних вони

вказуються не втратами холостого ходу, а просто втратами в реакторі, однак мають ту ж природу, що і втрати  $\Delta P_x$  в трансформаторах.

4) Втрати в сполучних проводах і збірних шинах розподільних пристроїв підстанцій.

Втрати в цьому обладнанні визначаються перетинами і довжинами провідників на території підстанції та їх струмовими навантаженнями. хоча ці втрати є навантажувальними по суті, в даний час, однак, відсутня практика їх розрахунку на основі розрахунку режимів підстанційних схем. Тому їх оцінюють за усередненими даними і в звітності включають до складу умовно-постійних втрат [4].

## 1.2 Класичні методи розрахунку змінних втрат електроенергії.

### 1) Метод середніх навантажень

Навантажувальні втрати електроенергії за аналізований період часу  $T$  знаходять за формулою:

$$\Delta W = \Delta P_{cp} T, \quad (1.4)$$

де  $\Delta P_{cp}$  - втрати активної потужності при середніх навантаженнях мережі.

В умовах експлуатації середні навантаження знаходяться за час  $T$  на підставі вимірів активного  $W_a$  і реактивного  $W_p$  електроспоживання:

$$P_{cp} = \frac{W_a}{T}, \quad (1.5)$$

$$Q_{cp} = \frac{W_p}{T}, \quad (1.6)$$

Наближено, і при перспективних розрахунках, коли виміряти  $W_a$  і  $W_p$  неможливо, вони можуть бути визначені за формулами:

$$P_{cp} = \frac{P_{нб} + P_{нм}}{2}, \quad (1.7)$$

$$Q_{cp} = \frac{Q_{нб} + Q_{нм}}{2}, \quad (1.8)$$

де  $P_{нб}$ ,  $Q_{нб}$  - потужності в режимі найбільших навантажень;

$P_{нм}$ ,  $Q_{нм}$  - потужності в режимі найменших навантажень за період часу  $T$ .

Для визначення втрат енергії необхідно скласти схему заміщення мережі з середніми навантаженнями  $P$  і  $Q$ , визначити потоки потужності, а по ним - середні втрати потужності[5].

Однак формули (1.2.4) і (1.2.5) дозволяють оцінити базову складову втрат потужності. Разом з тим, характер графіків навантаження окремих вузлів може бути різним, що буде відображатися на потоках потужності по гілках схеми в різних режимах і, а це в свою чергу і на втратах потужності.

Для обліку втрат електроенергії в формулу втрат енергії вводять квадрат коефіцієнта форми графіка навантаження:

$$\Delta W = \Delta P_{cp} T k_{\phi}^2, \quad (1.9)$$

Коефіцієнт форми для кожної ділянки мережі може бути знайдений за виразом:

$$k_{\phi} = \sqrt{1 + \frac{3(1 - k_{мин})^2}{4(1 + k_{мин})^2}}, \quad (1.10)$$

де  $k_{мин}$  являє собою відношення найменшого навантаження до найбільшою на даній ділянці мережі:

$$k_{мин} = \frac{P_{нм}}{P_{б}}, \quad (1.11)$$

або

$$k_{\min} = \frac{S_{\text{нм}}}{S_{\text{о}}} \quad (1.12)$$

Зазвичай квадрат коефіцієнту форми графіка навантаження  $k_{\phi}^2$  для реальних графіків навантаження мереж 6 - 110 кВ знаходиться в діапазоні 1,05 - 1,15.

Даний метод може бути використаний в основному для оцінки втрат електроенергії в розімкнутих мережах напругою 6 - 110 кВ і вище.

Складнощі застосування даного методу в замкнутих мережах від того, що потоки електроенергії в замкнутих мережах зазвичай реверсивні. Тоді розрахунки проводяться окремо від прийому електроенергії в мережу, і від віддачі електроенергії з мережі.

## 2) Метод характерних добових режимів.

За цим методом намічаються характерні доби з середнім енергоспоживанням в межах розрахункового періоду Т. Для кожної з обраних діб складають графіки навантажень, які представляють в вигляді східчастих ліній, причому так, що на кожному ступені графіка навантаження залишається незмінним. Тоді втрати енергії за відповідні характерні доби можна визначити за формулою:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i = 3R \sum_{i=1}^n I_i^2 t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i^2 t_i, \quad (1.13)$$

де  $I_i$ ,  $S_i$  - струм і потужність на  $i$ -й ступені графіка навантаження;

$t_i$  - тривалість ступені;

$n$  - число ступенів добового графіка.

Річні втрати електроенергії складуть:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^m \Delta W_{xj} n_{xj}, \quad (1.14)$$

де  $m$  - число намічених характерних діб;

$n_{xj}$  - число  $j$ -х характерних діб.

Так як в якості характерних діб можуть бути робочі та вихідні зимові, літні, весняні та осінні, то береться вісім характерних добових режимів.

Зазвичай для наближених розрахунків орієнтуються лише на характерну зимову та літню добу. Тоді втрати енергії:

$$\Delta W = \Delta W_z n_z + \Delta W_l n_l, \quad (1.15)$$

де  $\Delta W_z, \Delta W_l$  - втрати енергії за характерні зимові та літні доби;

$n_z, n_l$  - число зимових і літніх характерних діб, зазвичай приймають  $n_z = 213, n_l = 152$ .

В умовах експлуатації графіки навантаження формуються в характерні доби року на основі спеціальних вимірів. При проектуванні мереж розрахункові навантаження можуть бути визначені лише наближено, тому і обчислені втрати також є наближеними. До недоліків методу відноситься те, що він передбачає використання графіків повної, а не активної потужності. Тому втрати енергії, розраховані за характерну добу, протягом всього характерного для цієї доби періоду не можуть залишатися незмінними. Тим не менш, метод характерних режимів можна вважати одним з найбільш точних. Він рекомендується при розрахунку втрат в основних мережах енергосистеми, а також як еталон для порівняння з іншими розрахунковими методами[6]. Для підвищення точності розрахунку річних втрат, розрахованих за формулами (1.2.11) або (1.2.12), рекомендується використовувати коефіцієнт нерегулярності  $k_{cx}$ , який враховує вплив вимушених режимів через зміни схеми:

$$\Delta W_{cx} = \Delta W k_{cx}, \quad (1.16)$$

Значення коефіцієнта  $k_{cx}$  може бути прийнято рівним 1,04 - 1,08, коли важко визначити втрати електроенергії  $\Delta W_{xj}$  за характерну добу, можна застосувати підхід, який заснований на розрахунку характерних режимів. Тоді річні втрати електроенергії знаходяться по формулою:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^k \Delta P_j \Delta t_j, \quad (1.17)$$

де  $\Delta P_j$  - навантажувальні втрати потужності  $j$ -му режимі;

$\Delta t_j$  - тривалість  $j$ -го режиму;

$k$  - число обраних характерних режимів.

Основний недолік такого підходу полягає в труднощі обґрунтування кожного характерного режиму і його тривалості.

Цим методом з метою розрахунку втрат користуються при розрахунку замкнутих електричних мереж напругою 110 кВ і вище в разі, коли неможливе використання методу розрахунку втрат за середніми навантаженнями або методу оперативних розрахунку[7].

### 3) Метод часу найбільших втрат

Метод заснований на визначенні так званого часу найбільших втрат  $\tau$ , протягом якого при пропущенні через мережу найбільшого незмінного навантаження втрати електроенергії виходять ті ж, що і при змінному навантаженні відповідно до дійсних графіків навантаження за аналізований період  $T$ . Така заміна чинного режиму навантаження мережі на штучний (схематичний) з незмінним найбільшим навантаженням дозволяє з використанням формули (1.13) записати наступні рівняння:

$$\Delta W = 3R \int_0^T I^2(t) dt = 3RI_{нб}^2 \tau \quad (1.18)$$

або

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t) dt = \frac{R}{U^2} S_{нб}^2 \tau, \quad (1.19)$$

де  $I_{нб}$ ,  $S_{нб}$  - найбільші струм і потужність.

Звідси час (число годин) найбільших втрат

$$\tau = \int_0^T \frac{I^2(t) dt}{I_{нб}^2} \quad (1.20)$$



або

$$\tau = \int_0^T \frac{S^2(t) dt}{S_{нб}^2} \quad (1.21)$$

З формул (1.19) і (1.20) випливає, що час найбільших втрат пов'язаний з характером графіків навантаження  $I(t)$  або  $S(t)$ . Тому, очевидно, що можна встановити зв'язок між часом найбільших втрат і різними характерними параметрами графіків навантаження, такими як час використання найбільшого навантаження, коефіцієнт потужності, відношення найменшого навантаження до найбільшого та ін. Для встановлення такого зв'язку необхідно провести спеціальні дослідження, задаючи різні графіки навантаження, що описують найбільш характерні режими роботи споживачів. На підставі таких досліджень запропоновані різні емпіричні співвідношення[8].

Так, зв'язок між часом використання найбільшого навантаження і часом найбільших втрат встановлює формула

$$\tau = (0,124 + T_{нба} * 10^{-4})^2 * 8760 \quad (1.22)$$

Недоліком цієї формули є те, що в неї входить час використання найбільшої повної потужності а не активної, знаходження якої пов'язане з певними труднощами і припущеннями.

Облік коефіцієнтів потужності  $\cos\varphi = const$  проведений в залежностях  $\tau = f(T_{нб})$ , наведених на малюнку 1.2, які, однак, припускають  $\cos\varphi = const$  протягом всього розрахункового періоду  $T$ , тобто ідентичність добових графіків активної і реактивної потужності. Ці залежності, дають трохи менші похибки при розрахунку втрат енергії в розімкнутих електричних мережах.

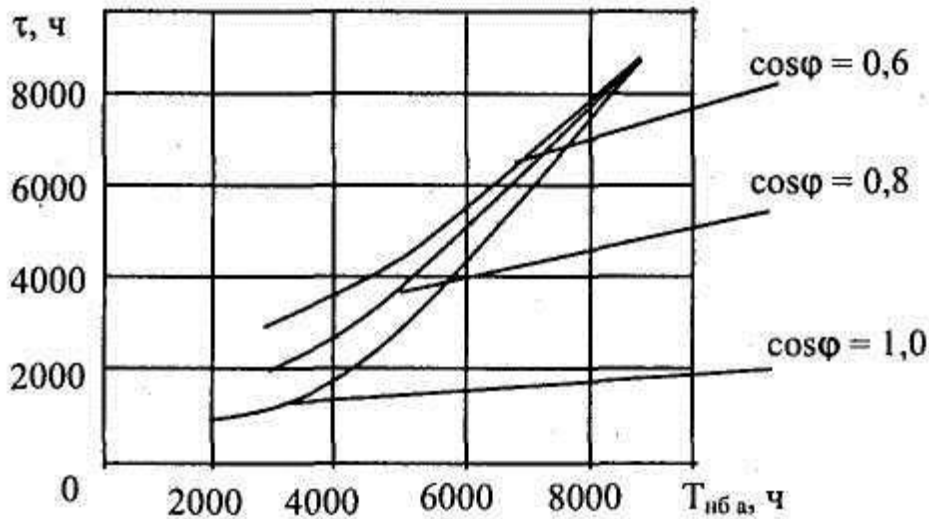


Рис. 1.2 – Залежності часу найбільших втрат від часу використання найбільшого навантаження[9]

За даним методом розрахунок втрат електроенергії проводиться за формулами:

$$\Delta W = 3I_{нб}^2 R \tau \quad (1.23)$$

або

$$\Delta W = \frac{S_{нб}^2}{U^2} R \tau = \frac{P_{нб}^2 + Q_{нб}^2}{U^2} R \tau \quad (1.24)$$

Незважаючи на зазначені недоліки, даний метод широко використовується на практиці через його простоту. Однак складністю використання цього методу є забезпечення достовірними вихідними даними, а саме достовірними значеннями максимальних навантажень електричної мережі.

#### 4) Метод роздільного часу найбільших втрат.

У загальному випадку коефіцієнт потужності ділянки мережі протягом розрахункового періоду може не залишатися постійним, а максимумами активної, реактивної і повної потужності можуть не завжди співпадати в часі в межах доби і року.

І щоб врахувати ці чинники, потрібен розрахунок втрат електроенергії здійснювати окремо від передачі активної і реактивної потужності. У цьому випадку формулу (1.2.19) можна представити у вигляді:

$$\tau = \frac{\int_0^T S^2(t) dt}{S_{нб}^2} = \frac{\int_0^T P^2(t) dt}{S_{нб}^2} + \frac{\int_0^T Q^2(t) dt}{S_{нб}^2} \quad (1.25)$$

Помноживши і поділивши першу складову даного виразу на  $P_{нб}^2$ , а другу на  $Q_{нб}^2$ , отримаємо:

$$\tau = \tau_a \frac{P_{нб}^2}{S_{нб}^2} + \tau_p \frac{Q_{нб}^2}{S_{нб}^2} \quad (1.26)$$

де  $\tau_a$  і  $\tau_p$  - час найбільших втрат відповідно від передачі активної і реактивної потужності.

Їх значення визначають по виразами:

$$\tau_a = \frac{\int_0^T P^2(t) dt}{P_{нб}^2} \quad (1.27)$$

і

$$\tau_p = \frac{\int_0^T Q^2(t) dt}{Q_{нб}^2} \quad (1.28)$$

Ці вирази ідентичні формулі (1.2.24), ось тільки відображають характер графіка навантаження не повної потужності, а окремо активної і реактивної потужності.

Якщо максимуми активної, реактивної і повної потужностей збігаються в часі, формула може набрати вигляду:

$$\tau = \tau_a \cos^2 \varphi_{нб} + \tau_p \sin^2 \varphi_{нб} \quad (1.29)$$

Підставивши вираз (1.2.24) в формулу (1.2.26), можемо отримати наступну залежність для навантажувальних втрат електроенергії:

$$\Delta W = \frac{P_{нб}^2}{U^2} R \tau_a + \frac{Q_{нб}^2}{U^2} R \tau_p = \Delta P_{нба} \tau_a + \Delta P_{нбр} \tau_p \quad (1.30)$$

де  $\Delta P_{нба}$ ,  $\Delta P_{нбр}$  - втрати активної потужності в режимі найбільших навантажень від передачі активної і реактивної потужностей відповідно.

Якщо навантаження у вигляді струму задано, то вираз (1.2.27) набуває вигляду:

$$\Delta W = 3 I_{нб}^2 R (\tau_a \cos^2 \varphi_{нб} + \tau_p \sin^2 \varphi_{нб}) \quad (1.31)$$

Труднощі використання виразів (1.2.27) і (1.2.28) полягають в тому, що потрібне знання графіка реактивного навантаження і необхідно визначати час найбільших втрат  $\tau_p$  від передачі реактивної потужності, знаходження якого відповідно до (1.2.26) і (1.2.27).

Спеціальні статистичні дослідження графіків дозволяють встановити наступні співвідношення:

$$\tau_{*a} = (0,7 T_{*нба} + 0,3) T_{*нба} \quad (1.32)$$

$$\tau_{*p} = (0,7 T_{*нба}^b + 0,3) T_{*нба}^b \quad (1.33)$$

$$\text{де } \tau_{*a} = \frac{\tau}{8760}, \tau_{*p} = \frac{T}{8760}.$$

Тут  $T_{*нба}$  - час використання найбільшого активного навантаження, яке досить добре відомо для різних споживачів і груп їх. Для електричних мереж напругою 35 кВ а також і 6-10кВ, що живлять комунально-побутових і сільськогосподарських споживачів, отриманий коефіцієнт  $b = 0,75$ , а для мереж 110 кВ, що безпосередньо прилягають до основної мережі енергосистеми

коефіцієнт буде дорівнювати  $b = 0,5$ . Характер залежностей (1.2.29) і (1.2.30) при коефіцієнті рівному  $b = 0,75$  наведено на рисунку 1.3.

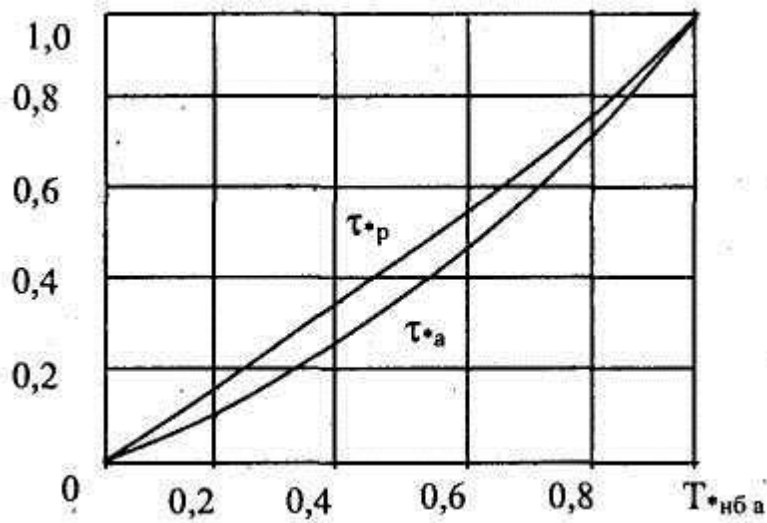


Рис. 1.3 -Залежність між параметрами графіків навантаження

Метод роздільного часу найбільших втрат рекомендується використовувати для визначення навантажувальних втрат електроенергії в розімкнених електричних мережах.

#### 5) Метод еквівалентного опору

Розподільні електричні мережі напругою 6/10 - 35 кВ, характеризуються великим числом елементів (ділянок ліній, трансформаторів) і меншою повнотою і достовірністю інформації порівняно з основними мережами енергосистем напругою 110 кВ і вище. В основному вони працюють в розімкнутому режимі. У цих умовах досить важко визначати втрати електроенергії поелементно, і доцільно використовувати спрощені підходи, засновані на еквівалентуванні мережі за критерієм рівності втрат електроенергії.

Один з таких підходів і реалізується в методі еквівалентного опору. Його сутність полягає в тому, що реальна розподільна мережа (рисунк 1.4, а) замінюється одним елементом з еквівалентним опором  $R_e$  і навантаженням (також можна використовувати струм, повну потужність), що дорівнює навантаженні головного ділянки  $I_{zy}$  в режимі найбільших навантажень (малюнок 1.4, б), причому значення еквівалентного опору повинно бути таким, що втрати електроенергії в ньому рівні навантажувальним втратам у реальній мережі. Еквівалентний опір може бути також представлено у вигляді двох послідовних еквівалентних опорів (рисунк 1.3, в), що відображають втрати енергії в трансформаторах ( $R_{эм}$ ) лініях ( $R_{эл}$ ).

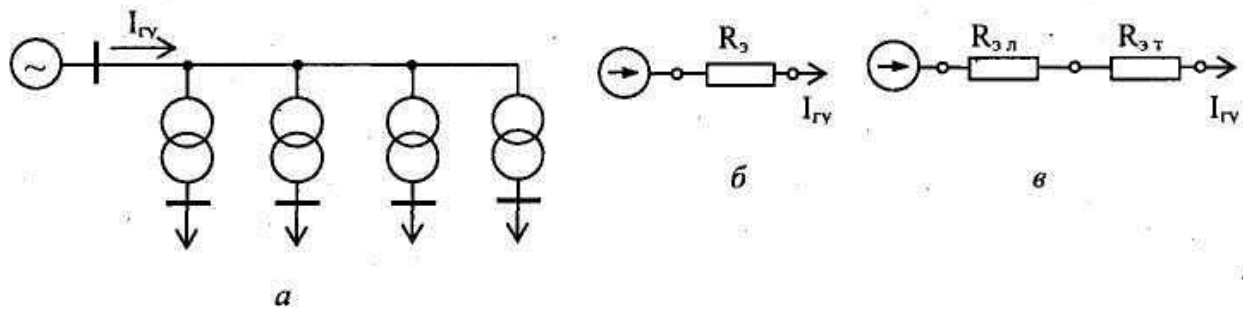


Рис. 1.4 -Еквівалентування розподільної мережі: а – реальна схема; б - схема заміщення із загальним еквівалентним опором; в – з роздільними еквівалентними опорами для ліній і трансформаторів.

Маючи на увазі, що структура споживачів за трансформаторами в якійсь одній розподільній мережі приблизно ідентична, то на кожній ділянці мережі час використання найбільшого навантаження і, відповідно, можна вважати однаковим час найбільших втрат. тоді втрати електроенергії в мережі можна представити у вигляді:

$$\Delta W = \Delta W_{л} + \Delta W_{м} = 3\tau \sum_{i=1}^n I_{ли}^2 R_{ли} + 3\tau \sum_{j=1}^m I_{mj}^2 R_{mj} = 3I_{zy}^2 R_{эл} \tau + 3I_{zy}^2 R_{эм} \tau, \quad (1.34)$$

де  $\Delta W_{л}, \Delta W_{м}$  - втрати енергії в лініях і трансформаторах відповідно;

$I_{ли}, R_{ли}$  - струм і опір  $i$ -ї ділянки лінії;

$I_{mj}, R_{mj}$  - струм і опір  $j$ -го трансформатора;

$n, m$  - кількість ділянок лінії і трансформаторів відповідно.

За цією формулою можна знайти еквівалентні опори ліній і трансформаторів:

$$R_{эл} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{ли}^2 R_{ли}}{I_{гв}^2} \quad (1.35)$$

$$R_{эм} = \frac{\sum_{j=1}^m I_{mj}^2 R_{mj}}{I_{гв}^2} \quad (1.36)$$

причому  $R_e = R_{эл} + R_{эм}$ .

Виконавши один раз розрахунок поточкорозподілу або струморозподілу, в залежності від відомих параметрів, для заданої мережі і знайшовши за формулами (1.2.31) і (1.2.32) еквівалентні опори, можна обчислювати втрати електроенергії багаторазово при змінному навантаженні головної ділянки в режимі найбільших навантажень:

$$\Delta W = \Delta W_{л} + \Delta W_{т} = 3I_{гв}^2 (R_{эл} + R_{эм}) \tau = 3I_{гв}^2 R_e \tau \quad (1.38)$$

Для розподільних електричних мереж, (як уже зазначалося) характерна недостатня і недостовірна інформація, що стосується навантажень розподільних трансформаторів, підключених до них. Як правило, саме тому відоме навантаження головної ділянки розподіляють пропорційно встановленим потужностям розподільних трансформаторів, тобто вважають однаковими коефіцієнти завантаження цих трансформаторів відповідно їх потужностям. При цьому, як показали спеціальні дослідження, похибки при обчисленні втрат електроенергії виявляються цілком прийнятними.

Описані принципи знаходження еквівалентних опорів однієї розподільної лінії поширені на сукупність розподільних мереж однієї номінальної напруги цілого електромережевого району. З цією метою шини, від яких живляться окремі лінії, прийнято об'єднувати в еквівалентні шини (рисунок

1.5,а). Для кожної лінії і трансформаторів, які підключені до неї, знаходять еквівалентні опори  $R_{\text{эли}}$  і  $R_{\text{эми}}$  (малюнок 1.5, б). потім знаходять еквівалентні опори  $R_{\text{эл}}$  і  $R_{\text{эм}}$  для всієї сукупності ліній (малюнок 1.5, в).

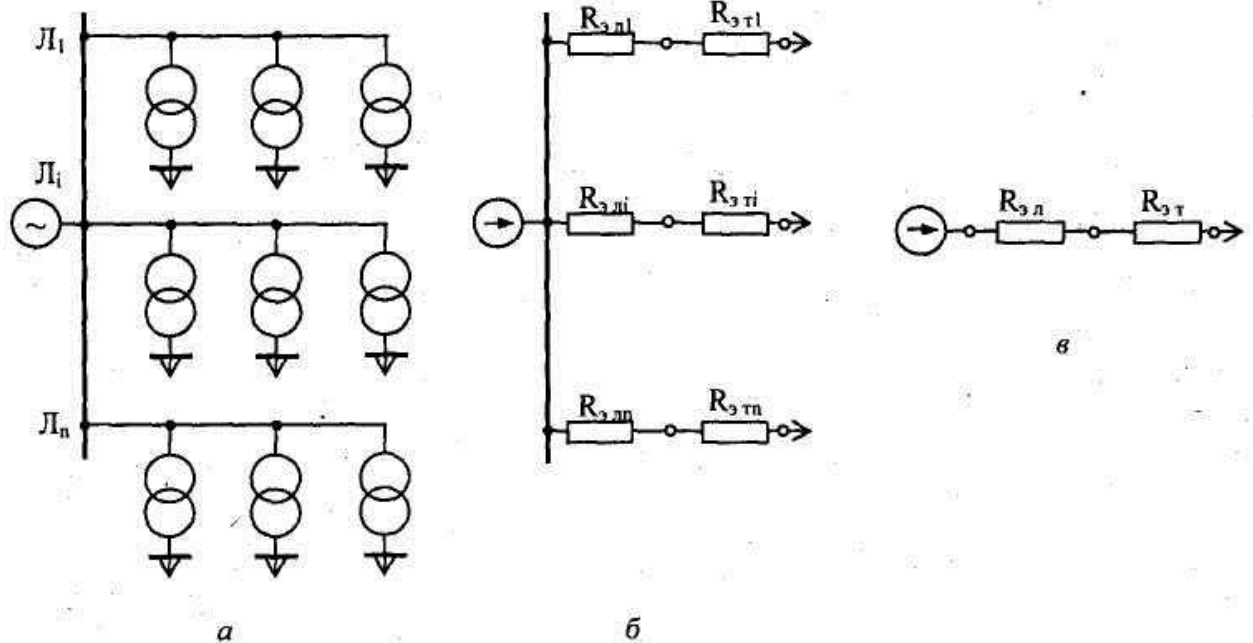


Рис. 1.5-еквівалентування сукупності розподільних ліній: а - вихідна схема; б - схема заміщення з еквівалентними опорами ліній; в - схема заміщення з еквівалентними опорами сукупності ліній.

Ці опори знаходяться за формулами:

$$R_{\text{эл}} = \frac{\sum_{i=1}^n R_{\text{эли}} k_{\text{эли}}^2 S_{\text{ми}}^2}{\left( \sum_{i=1}^n k_{\text{эли}} S_{\text{ми}} \right)^2}, \quad (1.38)$$

$$R_{\text{эм}} = \frac{\sum_{j=1}^m R_{\text{эми}} k_{\text{эли}}^2 S_{\text{ми}}^2}{\left( \sum_{j=1}^m k_{\text{эли}} S_{\text{ми}} \right)^2} \quad (1.39)$$

де  $n$  - кількість еквівалентованих ліній;



$S_{mi}$  - встановлена потужність трансформаторів, підключених до  $i$ -ї лінії;

$k_{\text{эли}}$  - коефіцієнт завантаження  $i$ -ї лінії, що дорівнює відношенню потужності навантаження головної ділянки  $S_{\Gamma\gamma i}$  до потужності  $S_{mi}$ ,  $k_{\text{эли}} = S_{\Gamma\gamma i} / S_{mi}$ .

Даний метод застосовується, коли невідомі свідчення приладів обліку електроенергії для кожної лінії. Але похибки при розрахунку будуть більшими.

#### 6) Ймовірно - статистичний (регресійний) метод

Одним з імовірно - статистичних методів є метод з використанням регресійних залежностей.

Особливість методу полягає в тому, що він не проводить розрахунків струмозподілу в мережі. Втрати електроенергії розраховують на основі таких узагальнених статистичних характеристик мережі, як відпуск електроенергії в розподільну мережу, кількість розподільних ліній, а також протяжність ліній, встановлена потужність трансформаторів і ін. При цьому залежності втрат електроенергії від узагальнених статистичних характеристик мережі розраховують на основі обробки результатів певної кількості заздалегідь виконуваних електричних розрахунків для статистично представничої (репрезентативної) вибірки розподільних ліній. В результаті можна отримати відповідні регресійні залежності.

Наприклад, для використання методу еквівалентних опорів, який був розглянутий вище, при великому числі еквівалентних ліній їх можна шукати не за результатами розрахунків потекорозподілу в кожній конкретній мережі, а на підставі регресійних залежностей. Так, для ліній 6-10 кВ при їх кількості що знаходяться у проміжку  $80 \leq n \leq 100$  рекомендується залежність:

$$R_{\gamma} = R_{\text{эл}} + R_{\text{эм}} = 19,1 * S_{m\Sigma}^{-2} \sum_{i=1}^n L_i^{0,735} S_{mi}^{1,45}, \quad (1.40)$$

де  $L_i$  - довжина  $i$ -ї лінії;

$S_{mi}$  - установлена потужність трансформаторів, підключених до лінії;

$S_{m\Sigma}$  - сумарна установлена потужність усіх трансформаторів мережі.

Для ліній 35 кВ при їх кількості, що знаходиться у проміжку  $85 \leq n \leq 15$  застосовується формула:

$$R_e = R_{эл} + R_{эм} = S_{m\Sigma}^{-2} \sum_{i=1}^n S_{ni}^2 (1,07 + 7,64 * 10^{-2} L_i - 7,93 * 10^{-2} S_{mi} + 0,855 R_{г\gamma i}) \quad (1.41)$$

де  $R_{г\gamma i}$  – опір головної ділянки.

В іншому варіанті даного методу навантажувальні втрати електроенергії і втрати холостого ходу в мережі 10 кВ можна обчислювати безпосередньо по однією з регресійних залежностей:

$$\Delta W = 31,46 W_{г\gamma}^{0,62} L_m^{0,3}, \text{ тис.кВт*год}, \quad (1.42)$$

або

$$\Delta W = 18,93 W_{г\gamma} + 2,32 L_m + 3,66 L_0 - 4,21 \text{ тис.кВт*год}, \quad (1.43)$$

де  $W_{г\gamma}$  – активна енергія, що відпущена споживачам даної розподільної лінії, мВт\*год\* $10^{-3}$  ;

$L_m$  – довжина магістралі розподільної мережі, в якості якої прийнято відстань від шин генеруючої підстанції до найбільш віддаленого розподільного трансформатора, км;

$L_0$  – сумарна довжина відгалужень розподільної лінії, км.

Аналогічні залежності рекомендуються використовувати і для визначення втрат енергії у відсотках від переданої енергії:

$$\Delta W = 3,13 S_{m\Sigma}^{0,2} L_m^{0,22} n_m^{0,12} \% , \quad (1.44)$$

або

$$\Delta W = 1,23 S_{m\Sigma} + 0,1 L_m + 0,04 L_0 + 0,02 n_m + 3,68 \% , \quad (1.45)$$

де  $S_{m\Sigma}$  - сумарна установлена потужність трансформаторів, приєднаних до розподільної мережі МВ\*А;

$n_m$  – кількість приєднаних трансформаторів, шт.

Ймовірно - статистичний метод є оціночним методом розрахунку сумарних втрат в електричній мережі без проведення великого числа електричних розрахунків.

У той же час він не дає можливості виявити місця підвищених втрат в мережі і, відповідно, знайти шляхи щодо їх зниження. Крім того має значну похибку.

7) Методи розрахунку втрат потужності та електроенергії схемотехнічним методом.

Найменшою похибкою розрахунку втрат як показала практика мають схемотехнічні методи. Розрахунок втрат електроенергії в розімкнутих розподільних мережах 6-10-35 кВ в основному можна визначити за формулою:

$$\Delta W = \frac{(\Delta W_{pg}^2 + \Delta W_{qg}^2) * K_{\phi g}^2}{U_{\text{экт}}^2} * R_{\text{эк}} \quad (1.46)$$

де  $W_{pg}, W_{qg}$  – активна та реактивна енергія, яка пропущена через головну ділянку (ГД) мережі за розрахунковий період  $T$ ;

$K_{\phi g}$  – коефіцієнт форми графіку навантаження ГД;

$U_{\text{эк}}$  – зважена по навантаженню напруга ГД;

$R_{\text{эк}}$  – еквівалентний опір ліній і трансформаторів розподільної мережі.

Похибка розрахунку втрат за формулою (1.2.42) залежить від похибок величин що у неї входять. Для розподільної мережі 0,4-10- 35 кВ зазвичай відомі вимірювання головної ділянки мережі, активна енергія за розрахунковий період; інші величини розраховуються.

Похибка розрахунку еквівалентних режимних характеристик розподільної мережі, що входять в формулу (1.2.42), в першу чергу залежить від обсягу еквівалентованої електричної мережі, а також від тривалості періоду часу і якості проведення замірів і їх одночасності.

У тих роботах, коли потрібно виконати оцінку похибки розрахунку втрат при еквівалентуванні розподільної мережі великого обсягу, необхідно враховувати неоднорідність безлічі різних за характером навантажень мережі. Розрахунок еквівалентних характеристик мережі повинен виконуватися для кожного фідера (лінії) розподільної мережі і враховувати всі його

характеристики такі як, протяжність, поперечний переріз проводу, кількість різних з'єднань і т.д.

Фідером (розподільною лінією) є фрагмент розподільної мережі одного ступеня напруги, який одержує електроенергію від центру живлення (ЦЖ) через окрему лінію прийняту за головну ділянку. При такому еквівалентуванні розрахунок втрат виконується окремо з використанням передачі електроенергії по ГД фідерів по кожному фідеру. Результатом розрахунку втрат служить розгорнута картина розподілу втрат електроенергії за всіма фідерами розподільної мережі 6-10-35 кВ і вище. Так як звітність по балансам енергії ведеться щомісяця, то і розрахунок втрат виконують за кожен місяць.

При цьому сезонна складова навантажень враховується безпосередньо шляхом використання помісячних передач електроенергії у формулі (1.2.42). У цьому випадку коефіцієнт форми графіку може бути розрахований по добовому графіку навантаження.

Еквівалентний опір ліній 6-10-35 кВ визначають виходячи з допущення однакового відносного завантаження трансформаторів при невідомих навантаженнях елементів. У цьому випадку розрахункова формула буде мати вигляд:

$$R_{EK} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Ti}^2 * R_{Li} + \sum_{j=1}^m S_{Tj}^2 * R_{Tj}}{S_{T.G.}^2} = R_{EK}^L + R_{EK}^T \quad (1.47)$$

де  $S_{Ti}$  – сумарна номінальна потужність розподільних трансформаторів (РТ), що отримують живлення по  $i$ -й ділянці ліній опором  $R_{Li}$  ;

$m$  – число РТ;

$S_{Tj}$  – сумарна потужність РТ, приєднаних до ліній, що розглядаються.

Похибка розрахунку еквівалентних опорів трансформаторів і ліній сильно залежить від повноти обліку основних параметрів режиму роботи розподільної мережі. Визначення еквівалентних опорів слід виконувати за результатами розрахунку одного або декількох встановлених режимів електричної мережі в

залежності від наявної інформації щодо навантаження в вузлах мережі, а, отже, і на втрати.

Наприклад, для слабо завантажених протяжних повітряних ліній 110 кВ характерна ситуація, коли потік реактивної потужності на ГУ спрямований до ЦП мережі і за величиною можна порівняти з потоком активної потужності на ділянці[18].

У цьому випадку втрати потужності і енергії в лініях істотно знижуються, якщо зарядна потужність ліній не враховуватиметься.

Розглянута по навантаженню еквівалентна напруга на ГУ може бути як більша, так і менша середнього рівня напруги за весь розрахунковий період. При наявності в ЦП засобів автоматичного регулювання напруги, що здійснює зустрічне регулювання напруги, еквівалентна напруга в ЦП буде вище середньої, а за відсутності засобів регулювання - як правило, нижче середньої напруги.

За результатами розрахунку втрат енергії в розподільній мережі 6-10 кВ визначається вихід електроенергії в низьковольтну мережу 0,38 кВ.

#### 8) Методи розрахунку втрат в розподільних мережах до 1 кВ.

Застосування схемно-технічних методів розрахунків втрат в мережі 0,38 кВ неможливо через відсутність необхідної інформації про схему і режими мережі 0,38 кВ.

При великій кількості низьковольтних ліній 0,38 кВ рекомендують виконувати вибіркового розрахунок втрат. Втрати енергії розраховують у вибірці відібраних низьковольтних ліній. Розрахункова вибірка ліній формується з різних за конфігурацією, а також протяжностями і щільностями навантаження ліній. Кількість ліній у вибірці як правило повинно становити не менше 20-25% від загальної кількості низьковольтних ліній.

На практиці в мережах 0,38 кВ в кращому випадку відомі лише напруги і струмові навантаження на головних ділянках.

Тому, для розрахунку втрат електроенергії використовується непрямий метод визначення відносних втрат, заснований на вимірах фазних струмів і напруг на головних і кінцевих точках мережі.

Суть методу розрахунку втрат електроенергії по найбільшим відносним напругам полягає у зв'язку між втратами напруги і втратами потужності в розподільних мережах[23].

Якщо знехтувати розбіжностями між еквівалентною напругою мережі  $U_{екв}$  і номінальною напругою  $U_{ном}$ , то в першому наближенні для визначення величини втрат потужності отримують наступну формулу:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta U_{\Sigma} \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + \xi tg^2 \varphi} = \Delta U_{\Sigma} * K_n / m \quad (1.48)$$

де  $tg \varphi = Q_n / P_n$  – відношення між реактивною і активною потужністю споживання у вузлах навантаження;

$K_n / m$  – коефіцієнт зв'язку між  $\Delta U \%$  та  $\Delta P \%$ ;

$\xi = X / R$  – відношення індуктивного і активного опору ліній;

$\Delta U_{\Sigma}$  - найбільша втрата напруги між головною і найбільш віддаленою ділянкою мережі.

Похибка обчислень втрат потужності обумовлена не одночасністю замірів на шинах ТП і в точці підключення найбільш віддаленого споживача і нехтуванням різниці в значеннях  $U_{екв}$  і  $U_{ном}$ .

Значення коефіцієнта  $K_n / m$  залежить від безлічі факторів, такі як співвідношення між  $X / R$ , для кабельних ліній  $X / R = 0$ , для повітряних ліній  $X / R = 1,25 (F / 100)$ , при  $X_0 = 0,4 \text{ Ом} / \text{км}$ .

Для мереж 0.38 кВ, при наявності кабельних і повітряних ліній  $K_n / m$  знаходиться в межах 0.5 - 0.9. Для мереж з переважанням ВЛ  $K_n / m$  приймається рівним 0.7.

У мережах 0,38 кВ несиметрія навантаження по фазах враховується і визначається за формулою:

$$K_{\text{нер}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 * I_{cp}^2} \quad (1.49)$$

де  $I_A, I_B, I_C$  – відповідно струми у фазах  $A, B, C$ .

Середнє значення струму визначається як:

$$I_{cp} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} - \text{їх середнє значення} \quad (1.50)$$

При відповідних перетвореннях вираз квадрату струму в нейтралі знаходиться за формулою:

$$I_N^2 = 1.5 * (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4.5 * I_{cp}^2 \quad (1.51)$$

В результаті сумарні втрати потужності в мережі із заземленою нейтраллю при несиметрії фазних струмів розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{\text{нс}} = \frac{1}{U^2} (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) R_{\phi} + I_N^2 R_N \quad (1.52)$$

де  $R_N, R_{\phi}$  – опори нульового і фазного проводів.

При рівності фазних струмів  $I_A = I_B = I_C = I_{cp}$ , сумарні втрати потужності рівні:

$$\Delta P_c = \frac{1}{U^2} * I_{cp}^2 R_{\phi} \quad (1.53)$$

В результаті виконаних перетворень отримаємо формулу для коефіцієнту нерівномірності  $K_n$ :

$$K_{\text{нер}} = \frac{\Delta P_{\text{НС}}}{\Delta P_c} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 * I_{cp}^2} \left( 1 + 1.5 \frac{R_N}{R_{cp}} \right) - 1.5 \frac{R_N}{R_{cp}} \quad (1.54)$$

Для переходу від втрат потужності до втрат електроенергії використовується коефіцієнт  $K_\tau$  :

$$K_\tau = \tau / T_M \quad (1.55)$$

де  $\tau$  – час найбільших втрат електроенергії;

$T_M$  – число годин використання максимуму навантаження.

Втрати електроенергії в лінії напругою 0,38 кВ розраховують по формулі:

$$\Delta W_{0.38} = K_{M/N} * K_{\text{нер}} * \Delta U * K_\tau \quad (1.56)$$

При відсутності графіків навантаження головних ділянок  $T_M$  розраховується за виразом:

$$T_M = W / P_M \quad (1.57)$$

де  $W$  – річна кількість електроенергії, відпущеної по фідерам 6-10 кВ.

$$P_M = 1.73 * U_M I_M * \cos\varphi \quad (1.58)$$

де  $I_M, U_M$  – максимальний струм і напруга по добовим замірах;

$\cos\varphi$  – коефіцієнт потужності.

Відносні втрати в « $k$ » ліній визначаються за формулою:

$$\Delta W, \% = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_{0.38}^i * I_i}{\sum_{i=1}^k I_i}, \% \quad (1.59)$$

де  $\Delta W_{0.38}^i$  – відносні втрати електроенергії в  $i$ -й лінії.

$I_i$  – середнє значення навантаження 3-ї фаз ліній 0,38 кВ, заміряне одночасно з рівнем напруги на шинах 0,38 кВ[14].



### **1.3 Постановка завдання виконання оперативних розрахунків втрат електроенергії з використання нових інформаційних технологій.**

Існуючі математичні моделі режимів електроенергетичних мереж і систем, як правило, розглядають симетричні і синусоїдальні режими. Результатом таких моделей є визначення струмів у вітках і відхилення напруги у вузлах електричної мережі, якщо заздалегідь відомі опори елементів мережі. Іноді, при існуючому лінійному характері навантажень (наприклад, у сільських умовах) допускається спрощення моделей до еквівалентного опору ділянки мережі[17].

У реальних умовах, з ростом розвитку транспортного середовища і промисловості в інфраструктурах, застосування даних моделей неможливо, що обумовлено великим наявністю нелінійних електроприймачів у складі навантажувальних вузлів електричної мережі.

Існує стійка тенденція до збільшення частки навантажень, що володіють даними властивостями.

Крім електроприймачів з нелінійними вольтамперними характеристиками, у вузлі обов'язково присутні елементи, що володіють лінійними вольтамперними характеристиками, опори яких залежать від частоти основної та вищих гармонійних складових напруги, такі як, конденсаторні установки, трансформатори і т.д. У більшості випадків таким чином, вузли навантаження мають одночасно нелінійні і частотні властивості, що не можна врахувати в існуючих моделях. Крім того, методики засновані на даних моделях, припускають наявність вичерпної інформації про склад і режими роботи всіх електроприймачів, а вона, як правило, відсутня в повній мірі.

Використовувана вихідна інформація електричної мережі, що розглядається, здебільшого містить похибки, «природа яких визначається як стохастичним характером зміни окремих даних, так і роздільною здатністю технічних засобів, які використовують для збору, передачі та обробки інформації, а також для реалізації прийнятої математичної моделі.

Зокрема математичний опис моделей електричної мережі формується на основі «розрахункових схем», процес формування яких передбачає використання параметрів схем заміщення елементів електричної мережі, які визначають відповідно до рекомендацій різних технічних і нормативних документів[19].

Розглянутий в розділі 1.3 схемо-технічний метод розрахунку втрат заснований на використанні «розрахункових схем». В цілому, розрахунки схем заміщення проводяться, в залежності від типу розглянутого устаткування, по погонних параметрам, за даними каталогів, паспортним і експлуатаційним даним.

У міру розвитку і поширення сучасних засобів вимірювання електричної енергії дедалі актуальнішими стають способи оцінки втрат на основі балансових методів, що дозволяють визначати їх інструментальними засобами, за показниками приладів обліку, які встановлені в точках прийому і відпуску з мережі. Переваги зазначеного методу розрахунку втрат полягають в тому, що не виконуються розрахунки, які вносять певні об'єктивні похибки при розрахунку і при цьому враховують фактичні похибки вимірювання електроенергії[20]. Використання даного підходу вимагає установки приладів обліку електроенергії на всіх точках прийому / відпуску з мережі, тобто це дуже «дорогий» спосіб визначення втрат, що не дозволяє його використовувати реально.

У розділі 2.2 розглянуті сучасні методи розрахунку втрат, які використовують дані по електроспоживанню, що надходять безпосередньо з точок обліку і контролю електроенергії. Наприклад, при застосуванні систем АСКОЕ[10].

Розрахунки втрат електроенергії при відомих схемах і навантаженнях мереж зараз не являють труднощів. У той же час при розрахунках втрат в оперативному режимі дана задача може вирішуватися в умовах неповної інформації про схеми і навантаження мережі. Найбільш повна інформація відома по контрольованим точкам це головний облік електроенергії а також, параметри мережі, напруги в контрольованих точках і струми по фазах.

У зв'язку з цим, виникає задача визначення параметрів моделі мережі за даними вимірів при її відомій структурі і оцінка стану системи в реальному часі.

Математична формалізація і рішення цієї задачі базується на методах ідентифікації динамічних систем, які використовують найбільш інформативні параметри контрольованої частини системи[11].

Завдання поділяється на наступні етапи:

1. Сформулювати розрахункову модель фідера за поточними вимірами параметрів електричних споживачів.
2. Визначити параметри розрахункових навантажень і поточного розподілу з використанням структури складових технічних втрат.
3. Визначити еквівалентний опір ділянки мережі по заданим інтервалах часу за добу.
4. Розробити алгоритм розрахунку і аналізу втрат електроенергії в контурі АСКОВ.

## 2.ФОРМУВАННЯ РОЗРАХУНКОВИХ МОДЕЛЕЙ І МЕТОДИ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ПАРАМЕТРІВ

### 2.1 Математичні моделі розподільної мережі формуються за результатами вимірювань.

Технічні та нормативні втрати завжди визначаються за допомогою розрахунків. Будь-яка розрахункова модель або методика на практиці має похибку, і тому нормативні втрати не будуть відповідати фактичним. Тому для об'єктивної оцінки втрат при формуванні тарифу на послуги з передачі електроенергії необхідно зменшення похибок розрахунку технічних втрат[12].

Технічні втрати електроенергії в електричних мережах є неминучими витратами, вони виникають при фізичних процесах передачі електроенергії по елементах мережі. Якщо брати ідеальний випадок, коли відсутні комерційні втрати, фактичні втрати визначаються різницею показань приладів обліку, встановлених в точках прийому і віддачі з мережі і наближаються до розрахункових або нормативних значень[25].

Даний спосіб визначення величини втрат або так званий балансовий метод оцінки фактичних втрат можна виразити у формулі:

$$W_{отч} = W_{np} - W_{отд} \quad (2.1)$$

де  $W_{отч}$  - фактичні втрати;

$W_{np}$  - електроенергія, що поступає в мережу;

$W_{отд}$  - електроенергія, що виходить з мережі.

Втрати електроенергії по фідерах, визначають використовуючи дані по обсягом пропуску електроенергії по головному обліку:

$$\Delta W = \frac{(W_a^2 * k_{fa}^2 + W_p^2 * k_{fp}^2) R_e}{U^2} * T \quad (2.2)$$

де  $W_a$  - активна електроенергія;

$W_p$  – реактивна електроенергія.

$R_e$  – еквівалентний опір розімкнутої ділянки мережі, що складається з ЛЕП і трансформаторів.

Для розрахунку технічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах використовується промислова програма розрахунку втрат електроенергії РПОТ. Однак вона працює тільки під системою DOS і конфліктує з сучасними системами і обладнанням.

Тому в даний час йде впровадження програмного комплексу РТП 3 для розрахунку і нормування втрат, допустимих, фактичних небалансів і кількості неврахованої електроенергії в розподільних електричних мережах 0,4-220 кВ.

Комплекс програм РТП 3 може виконувати наступні завдання:

- розрахунок усталеного режиму з визначенням струмів і потоків потужності в гілках, рівнів напруги в вузлах, коефіцієнтів завантаження ліній і трансформаторів в розімкнутих електричних мережах 6 (10), 35, 110, 220 кВ з використанням схеми мережі;
- розрахунок втрат потужності та електроенергії в розімкнутих електричних мережах 6 (10), 35, 110, 220 кВ з використанням схеми мережі;
- розрахунок двофазних і трифазних струмів короткого замикання в розімкнутих електричних мережах з використанням схеми мережі 6 (10), 35, 110, 220 кВ;
- розрахунок усталеного режиму з визначенням струмів і потоків потужності в гілках, рівнів напруги в вузлах, коефіцієнтів завантаження ліній в електричних мережах 0,38 кВ з використанням схеми мережі (з урахуванням несиметричного навантаження фаз і неповнофазного виконання ділянок);
- розрахунок втрат потужності та електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ з використанням схеми мережі (з урахуванням несиметричного навантаження фаз і неповнофазного виконання ділянок);
- розрахунок втрат потужності та електроенергії в електричних мережах

0,38 кВ без введення схем (за узагальненими параметрами або по втраті напруги);[21]

- ведення баз даних по споживанню електроенергії абонентами з прив'язкою їх точок обліку до схеми мережі;

- розрахунок допустимого, фактичного небалансів і кількості неврахованої електроенергії в розімкнутих електричних мережах з урахуванням фактичного споживання приєднаних абонентів до вузлів мережі і допустимої метрологічної складової втрат електроенергії;

- розрахунок допустимого, фактичного небалансів і кількості неврахованої електроенергії в розімкнутих електричних мережах за даними систем обліку і допустимої метрологічної складової втрат електроенергії.

Вихідними даними для розрахунків є:

схемні параметри - розрахункова схема мережі з зазначенням:

для ліній: довжин ділянок, марок проводів, кількості паралельних ліній, балансової належності;

для трансформаторів: встановленої потужності, положення відпайок, балансової належності, навантажень.

Для розрахунку втрат електроенергії методом середніх навантажень в електричних мережах 6 - 220 кВ[13]:

Варіант А. Активна енергія, розрахунковий період, напруга в центрі живлення, коефіцієнт потужності головного ділянки, навантаження в вузлах і один з параметрів - максимальний струм головної ділянки, або коефіцієнт заповнення, або квадрат коефіцієнта форми графіка;

Варіант Б. Активна і реактивна енергія, розрахунковий період, напруга в центрі живлення, навантаження в вузлах, і один з параметрів - максимальний струм головної ділянки, або коефіцієнт заповнення, або квадрат коефіцієнта форми графіка[22];

Варіант В. Розрахунковий період, напруга в центрі живлення, коефіцієнт потужності головного ділянки, навантаження в вузлах і один з параметрів -

максимальний струм головної ділянки, або коефіцієнт заповнення, або квадрат коефіцієнта форми графіка;

На малюнку 2.1 представлена схема передачі відповідної інформації для розрахунку технічних втрат, небалансів і кількості неврахованої електроенергії. Такий варіант стикування програмних продуктів дозволить:

АСКОЕ  $\Rightarrow$  РТП 3

- автоматизувати передачу інформації про показання лічильників електроенергії за будь-який розрахунковий період і таким чином виключити помилки персоналу при знятті показань лічильників і введенні цих показань в базу даних РТП 3;
- виконати розрахунки небалансів за будь досліджуваний період менше місяця і таким чином врахувати комутування розподільних трансформаторів з одного центру живлення на інший;[15]

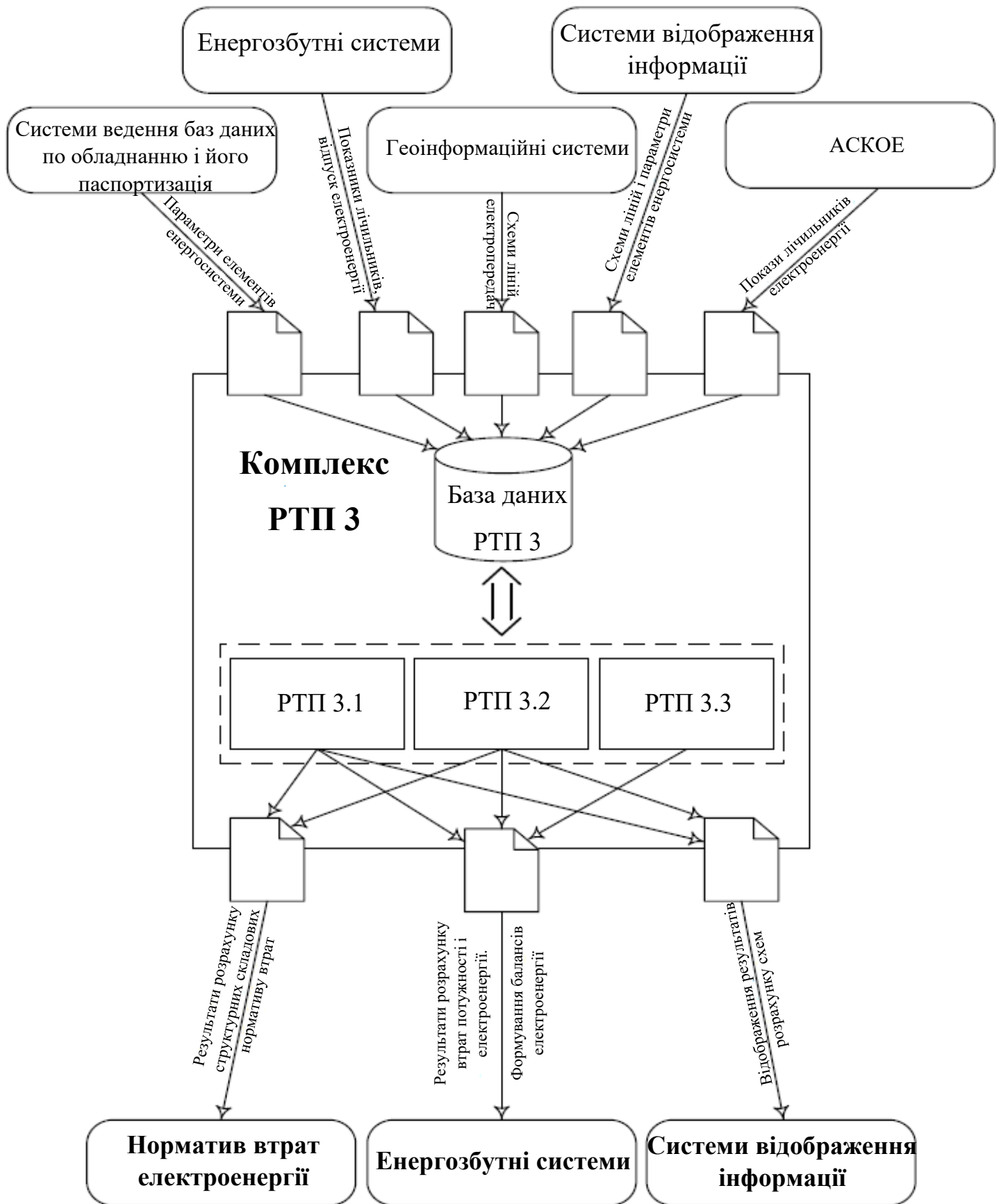


Рис.2.1 Зв'язок РТП 3 з АСКОЕ[16]



### ГІС і системи відображення інформації $\Leftrightarrow$ РТП 3

- використовувати раніше введену схему електричної мережі і таким чином скоротити витрати праці персоналу на повторне кодування електричних схем;
- виключити помилки персоналу при введенні схем в базу даних РТП 3 за умови, що в ГІС або системи відображення інформації схема введена вірно;
- виводити на схему в ГІС або систему відображення інформації результати розрахунків режимів, втрат потужності і втрат електроенергії;

### Енергозбутні завдання $\Leftrightarrow$ РТП 3

- використовувати дані про значення споживання електроенергії та інформації про приєднання до електричної мережі абонентів і таким чином значно скоротити витрати праці персоналу на повторне введення корисного відпуску, так число абонентів вимірюється від десятків до сотень тисяч в залежності від величини мережевої компанії;
- виключити помилки персоналу при щомісячному введенні споживання електроенергії абонентом в базу даних РТП 3;
- передавати в базу даних енергозбутної компанії результати розрахунків втрат електроенергії для формування внутрішніх балансів електричної енергії;

### Системи ведення баз даних по обладнанню та його паспортизації $\Rightarrow$ РТП 3

- використовувати дані про перелік використовуваного обладнання (центри живлення, трансформаторні підстанції, повітряні та кабельні лінії, трансформатори струму і напруги, лічильники)
- виключити помилки персоналу при введенні класів точності приладів обліку (трансформаторів струму і напруги, лічильників).

## 2.2 Ідентифікації параметрів моделі за даними вимірів в режимі реального часу

Розглянемо точні моделі розрахунку втрат потужності, які засновані на теорії аналізу режимних параметрів лінійної ланцюга.

Втрати потужності в загальному вигляді в мережі визначаються підсумовуванням втрат на кожному елементі, що розраховуються за формулою:

$$S_i = I_i * U_{bi} \quad (2.3)$$

де  $I_i$  - струм у вітці;

$U_{bi}$  - напруга у вітці;

Повна потужність в опорах мережі визначається матрицею у вигляді формули:

$$S_{\Delta} = I_i * Z_b * I \quad (2.4)$$

де  $Z_b$  - діагональна матриця опорів віток схеми.

Однак використання формули (2.3) для оперативних розрахунків практично нездійсненно в зв'язку з-за неможливості визначення струмів по кожному елементу мережі.

У цьому випадку найбільш зручним є розрахунок втрат потужності по напрузі в вузлах і узагальненими параметрами мережі за формулою:

$$S_{\Delta} = U_{\Delta} * Y_y * U_{\Delta}, \quad (2.5)$$

де  $U_{\Delta}$  - матриця напруг у вузлах відносно базисної,

$Y_y$  - матриця вузлових провідностей.

Вираз (2.5) можливо отримати шляхом перетворення формули (2.3) за допомогою узагальнених параметрів мережі. можливість оперативної оцінки втрат за формулою як правило обумовлено можливістю оперативного вимірювання напруги по контрольованим точкам.

Узагальнена матриця  $Y_y$  визначається розрахунковим шляхом по матриці з'єднання гілок (M) і відомим параметрам провідності віток схеми.

Матриця  $Y_y$  розраховується, якщо відбувається зміна схеми мережі. Розмірність матриці  $Y_y$  можна визначити розмірністю вектора контрольованих точок по напрузі. Неконтрольовані вузли, в яких не встановлені точки вимірювання напруги зазвичай виключаються шляхом нескладних еквівалентних перетворень. отримання еквівалентної матриці  $Y_y$  шляхом перетворень схем, засновані на виконанні умов рівності втрат потужності у вихідній і спрощеній схемах.

Перетворення схем з метою зменшення числа вузлів до розмірності числа контрольованих вузлів можливо за умовою збереження сумарної потужності втрат, якщо еквівалентні струми включати через додаткові *Е.Р.С.* Матриця додаткових *Е.Р.С.*, що включаються в діагональні вітки мережі визначається у вигляді формули:

$$E = n_{tf} * U_a - U_b * n \quad (2.6)$$

Оскільки матриці напруг  $U_a$  та  $U_b$  у ланцюгах відносно базисного вузла схеми зазвичай визначаються через параметри схеми, то матриця  $E$  (додаткових *Е.Р.С.*) визначається за даними вихідної схеми.

Прийняті умови збереження параметрів режиму для вихідної та спрощеної схеми ґрунтуються на теорії узагальненого стану мережі і використовують правила і методи визначення стану багатополюсника при її відомій структурі по вихідним параметрам. Так, узагальнене рівняння стан мережі в усталеному режимі можна представити в наступному вигляді:

$$U_{\Delta} = Z * J + E_0 \quad (2.7)$$

де  $Z$  - матриця пасивних параметрів багатополюсника;  
 $E_0$  - матриця активних параметрів багатополюсника.

Матриця  $Z$  пасивних параметрів багатополюсника, її порядок завжди дорівнює числу незалежних полюсів або числу контрольованих вузлів вихідної схеми.

Активними параметрами багатополюсника  $E_0$  можна вважати значення напруги вузлів, які приєднані безпосередньо до всіх незалежним полюсів. На підставі вищевикладеного можна зробити висновок про те, що матриця  $Z$  описує спрощену схему зі зменшеним числом вузлів.

Як правило, завдання виконання розрахунків втрат в оперативному режимі вирішуються в умовах недостатньої інформації про схеми і навантаження мережі, оскільки схеми оперативної інформації про технологічні режими виробництва і споживання електроенергії в розподільних мережах здійснюються за контрольними точками обліку прийому та віддачі електроенергії в мережу по межах балансової належності ділянок електричних мереж.

Залежно від швидкості зміни інформацію, що надходить ділять на дві складові: схемну і режимну. До першої складової відноситься інформація, яка повідомляє про параметри елементів схеми мережі, до другої - інформація про параметри режиму. Інформація про параметри схеми мережі використовується для складання схеми заміщення мережі та змінюється, в періоди аварійного і планового ремонту.

До інформації про режим мережі відносять графіки навантажень і напруги в вузлах мережі для всього аналізованого періоду, також дані про пропущену енергії по окремих елементах мережі. Відповідно до визначеного завдання необхідний облік зміни цієї інформації.

Розробка методу розрахунку втрат енергії зазвичай включає побудову моделі розподільної мережі та адекватної їй моделі графіка навантаження з подальшим розрахунком за ним втрат електроенергії.

### Побудова моделі розподільної мережі

Як правило, безліч режимних факторів, що впливають на втрати потужності і енергії, зводиться до узагальнених показників режиму: напруги  $U_{\Gamma V}$ , струму  $I_{\Gamma V}$  чи в загальному випадку фазі між ними  $\varphi_{\Gamma V}$ . В цьому випадку при побудові моделі розподільної мережі повинні враховуватися такі умови як, нелінійний характер впливу навантаження головної ділянки розподільних трансформаторів на навантажувальні втрати в лініях, через те, що вони викликаються різними потоками потужності; нелінійний характер впливу напруги на головній ділянці  $U_{\Gamma V}$  на втрати холостого ходу трансформатора, а також вплив навантаження  $I_{\Gamma V}$  на рівень втрат холостого ходу, яке досить помітно проявляється при розрахунках сильно завантажених протяжних розподільних ліній.

Параметри розрахункової моделі можуть бути обчислені за результатами розрахунку усталеного режиму мережі.

За вихідною схемою заміщення мережі розраховується заданий режим її роботи, потім визначають сумарні навантажувальні активні і реактивні втрати потужності в лініях  $\Delta S_{\Gamma}$ , в трансформаторах  $\Delta S_T$  втрат холостого ходу трансформаторів  $\Delta S_X$ , значення узагальнених показників  $U_{\Gamma V}$ , струму  $I_{\Gamma V}$  сумарне навантаження, споживана на високій напрузі (напрузі мережі)  $I_B$ .

Еквівалентний опір ліній можна розрахувати за формулою:

$$\dot{Z}_{\text{ЭК}}^{\Gamma} = R_{\text{ЭК}}^{\Gamma} + jX_{\text{ЭК}}^{\Gamma} = \frac{\Delta \dot{S}_{\Gamma}}{3I_{\Gamma V}^2} \quad (2.8)$$

Еквівалентна провідність розподільного трансформатора обчислюється за розрахунковими значеннями втрат холостого ходу вираховується за формулою:

$$\dot{Y}_{\text{ЭК}}^T = G_{\text{ЭК}}^T + jB_{\text{ЭК}}^T = \frac{\Delta \dot{S}_x}{U_T^2} \quad (2.9)$$

де  $U_T^2 = \left[ U_{Г.У} - \sqrt{3} I_{Г.У} (R_{\text{ЭК}}^{\text{л}} \cos \varphi_{Г.У} + X_{\text{ЭК}}^2 \sin \varphi_{Г.У}) \right]^2$  - квадрат напруги за опором  $Z_{\text{ЭК}}^{\text{л}}$ .

Еквівалентний опір розподільних трансформаторів, як правило, знаходиться аналогічно еквівалентному опору ліній:

$$\dot{Z}_{\text{ЭК}}^T = R_{\text{ЭК}}^T + jX_{\text{ЭК}}^T = \frac{\Delta \dot{S}_T}{3I_T^2} \quad (2.10)$$

де  $\dot{I}_T = I_{Г.У} - Y_{\text{ЭК}}^T * U_T / \sqrt{3} - \dot{I}_B$  - сумарне навантаження всіх розподільних трансформаторів.

При відомих параметрах режиму на головній ділянці розрахунок втрат електроенергії в цих моделях фактично зводиться до визначення еквівалентного опору ділянки мережі. Параметри моделі мережі незалежні від режиму роботи, і за результатами розрахунку якого ці параметри визначаються за умови, що зміна навантажень ділянок мережі на всій множині режимів, що розраховуються зазвичай пропорційні навантаженню головної ділянки. Застосування даних моделей справедливо лише для ідеалізованих схем заміщення мережі, які не містять поперечних віток (провідностей або опорів на землю) і при допущенні, що струми навантажень не впливають на режим напруг у мережі.

Крім того, як показує практика, застосування методів еквівалентування ділянок мереж 6-10 кВ за паспортними даними дуже затратно і часто не відповідає дійсності, через несвоєчасну зміну схем заміщення ділянок електричних мереж. Природним шляхом відмови від розрахунку режимних параметрів є оцінка параметрів моделі при відомій структурі, або визначення еквівалентного опору  $R_{\text{ЭК}}$  шляхом ідентифікації параметрів з використанням даних вимірювань характерних добових графіків. Таким чином, точність оперативної оцінки втрат електроенергії в основному визначається способом

завдання розрахункової моделі а також, точність визначення її параметрів. Найбільш ефективним методом задання моделі є метод статистичної ідентифікації системи на основі використання спостережуваних параметрів прийому / віддачі системи.

### **2.3 Визначення параметрів розрахункової моделі розподільної мережі за даними електроспоживання у вузлах навантаження методом найменших квадратів.**

У нашому випадку, при визначенні втрат у розімкнених системах з одним джерелом живлення, ідентифікації підлягає еквівалентний опір ділянки лінії по входних і вихідних параметрів моделі, в якості яких використовуються напруга головної ділянки, обсяги відпуску в мережу і обсяги відпуску з мережі, що фіксуються приладами обліку (АСКОЕ).

Розглянемо задачу визначення параметрів моделі при наступній постановці.

Визначити параметри моделі, які забезпечують мінімум функції при відомих (заміряних) значень  $Y$  і  $D$ , які отримуються з добових графіків відпуску енергії. Для  $i$ -го виміру запишемо вираз, що визначає рівність між виміряними значеннями втрат, отриманими за даними добового графіка і розрахунковим значенням у вигляді регресійного рівняння:

$$d_i = b_{ij}x_1 + b_{i2}x_2 + b_{i3}x_3 \dots \dots \dots, i = 1, n. j = 1, m \quad (2.11)$$

де 
$$b_{ij} = P_{ij}^2 / u^2, d_i = P_{j0} - \sum_j^m P_j$$

$P_{i0}$  - потужність фідера для  $i$ -го виміру(за добовим графіком)

$P_j$  - потужність навантаження  $j$ -го виміру(за добовим графіком)

$n$  – число вимірів

$m$  – число змінних навантажень

$d_i$  - втрати по КЗ(каналах зв'язку), отримані за добовим графіком  $i$ -го виміру.

Для  $N$  вимірів отримаємо систему  $T$  рівнянь. Матричний запис даної системи визначає модель лінійної прогресії.

$$BX = D \quad (2.12)$$

Розглянемо випадок застосування методу найменших квадратів. З теорії відомо, що:

$$k = y / x \quad (2.13)$$

якщо величина постійна її потрібно визначити за дослідними даними.

Систему рівнянь для  $k$  можна записати:

$$\left. \begin{array}{l} k = y_1 / x_1 \\ k = y_2 / x_2 \\ \dots \\ k = y_n / x_n \end{array} \right\} \quad (2.14)$$

Для отримання нормального рівняння помножимо кожне з цих рівнянь на коефіцієнт при невідомому  $k$ , тобто на 1 і додамо отримані рівняння:

$$kn = \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{x_i} \quad (2.15)$$

звідси

$$k = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{x_i} \quad (2.16)$$

Отже, середнє арифметичне, отримане з дослідних відношень  $y_i/x_i$ , дає рішення поставленого завдання по методу найменших квадратів. Ця важлива властивість середньої арифметичної пояснює її широке застосування у практиці обробки дослідних даних.



### 3. ОПЕРАТИВНІ РОЗРАХУНКИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ У СИСТЕМАХ АСКОВЕ

#### 3.1 Математичні моделі розрахунку технічних втрат електроенергії за даними вимірів.

В даному розділі наводяться розрахунки втрат електроенергії у фідері 10 кВ.

Методи розрахунку втрат електроенергії визначаються на основі витрат активної  $W_p$  і реактивної  $W_q$  електроенергії, інформації про класи точності пристроїв вимірювальної системи, характер графіків навантажень за період  $T$  і т.д.

Оцінку кількості втрат електроенергії можна розділити на наступні етапи: - підготовка інформації для оцінки втрат і формування послідовності обробки інформації на основі обмеженого числа вимірювань електроенергії в елементах мережі;

- визначення розходу розрахункової електроенергії для всіх елементів основної мережі;

- оцінка втрати активної електроенергії та аналіз її складових по приналежності (елементам мережі, рівням напруги, частці вкладу споживачів і т.д.).

Розглянемо докладніше. Введення інформації про вимірювальної системи і лічильники прийому / відпуску електроенергії. Інформація містить значення класів точності вимірювальних трансформаторів струму і напруги (ТС і ТН), параметри лічильників, дані про час, місце їх установки, заміни, роботи. Лічильники на лініях, приєднаних до шин високої і низької напруги, на трансформаторних підстанціях, як правило, встановлені на вводах силових трансформаторів і ТСН.

Контроль достовірності інформації про витрати електроенергії здійснюється за показниками лічильників активної та реактивної електроенергії і фіксується в документах. Для кожної підстанції формується одна або кілька

балансових груп вимірювань, які включають всі вимірювання, що охоплюють секції або збірні шини трансформаторної підстанції. При цьому допустимий небаланс (у %) можна визначити за виразом:

$$W_{нб.доп} = 100 \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{вим}} (d_i \Delta \varpi_i)^2}, \quad (3.1)$$

де  $d_i$  - доля електроенергії, що пройшла через вимір  $i$ ;

$\Delta \varpi_i$  - сумарна відносна похибка виміру  $i$ ,

$$\Delta \varpi_i = \pm 1,1 \sqrt{\Delta \varpi_{ТН}^2 + \Delta \varpi_{Л}^2 + \Delta \varpi_{ТС}^2 + \Delta \varpi_{СЧ}^2} \quad (3.2)$$

де  $\varpi_{ТН}^2, \varpi_{ТС}^2$  - межа допустимого значення відносних похибок трансформаторів напруги і струму відповідно, %;

$\varpi_{Л}^2$  - межа допустимих втрат напруги у лініях приєднання лічильника до трансформатора напруги, %;

$\varpi_{СЧ}^2$  - межа допустимої основної похибки лічильника, %;

$N_{вим}$  - число вимірів у балансовій групі.

Фактичний небаланс (в %) розраховують за виразом:

$$W_{нб.факт} = 100 \left( \sum_{i=1}^{N_{вим.п}} W_{\Pi i} - \sum_{j=1}^{N_{вим.о}} W_{Oj} \right) / \sum_{i=1}^{N_{вим.п}} W_{\Pi i} \quad (3.3)$$

де  $W_{\Pi i}$  - випуск електроенергії через вимір  $i$ ;

$W_{Oj}$  - відпуск електроенергії через вимір  $j$ ;

$N_{вим.п}, N_{вим.о}$  - число вимірів випущеної і відпущеної електроенергії.

Якщо нерівність  $W_{нб.факт} \leq W_{нб.доп}$  виконується, то виміри у групі збалансовані, інакше проводиться експертний аналіз причин, що викликали небаланс, і значення вимірів коректуються.

### Розрахунок поточкорозподілу в мережі для періоду часу $T$ .

Для кожного інтервалу  $i$  тривалістю  $T_i$ , де  $i = 1, \dots, N_{int}$ , розраховується поточкорозподіл поточної мережі і для визначення значень середніх перетоків повних потужностей  $S_{cpij}$  в кожній вітці  $j$  базової мережі. Розрахункова електроенергія  $W_{jрозр}$  за період  $T$  розраховується за виразом:

$$W_{jрас} = \sum_{i=1}^{N_{вм}} S_{cpij} T_i \quad (3.4)$$

Для опису поточкорозподілу в базовій мережі зазвичай використовується система рівнянь балансу вузлових потужностей, а для фідера - система рівнянь балансу вузлових струмів. при розрахунку поточкорозподілу базової мережі фідера завжди моделюють навантаженням, а при розрахунку поточкорозподілу у фідері враховується значення напруги у вузлі його підключення до базової мережі[24].

Для розрахунку поточкорозподілу базової мережі найчастіше використовується алгоритм методу Ньютона-Рафсона з деформацією кроку.

Сумарні втрати активної електроенергії розраховуються і оцінюються за виразом:

$$\Delta W_P^{\Sigma} = T \left( \sum_{i=1}^{N_L} (K_{\phi i}^2 \Delta P_{LZi} + \Delta P_{LYi}) + \sum_{j=1}^{N_T} (K_{\phi j}^2 \Delta P_{TZj} + \Delta P_{TYj}) + \sum_{k=1}^{N_N} \Delta P_{Yk} \right), \quad (3.5)$$

де  $\Delta P_{LZi}, \Delta P_{LYi}$  - втрати активної потужності у повздовжньому опорі і поперечній провідності вітки  $i$ ;

$\Delta P_{TZj}, \Delta P_{TYj}$  - те ж саме, але для трансформатора  $j$ ;

$\Delta P_{Yk}$  - втрати активної потужності в шунтах вузла до базової мережі;

$K_{\phi i}$  - коефіцієнт форми для вітки  $i$  базової мережі.

Втрати активної потужності у повздовжньому опорі вітки  $i$  знаходяться за формулою:

$$\Delta P_{LZi} = \left| \operatorname{Re}(S_{Lipia}^{нач}) + \operatorname{Re}(S_{Lipia}^{кон}) \right|, \quad (3.6)$$

де  $\text{Re}(S_{Lipira}^{нач}), \text{Re}(S_{Lipira}^{кон})$  - дійсна частина перетоку потужності на початку і в кінці вітки  $i$ .

Можна отримати аналогічний вираз і для трансформатора. У наведених виразах, як ми бачимо, використовується коефіцієнт форми  $K_\phi$ , значення якого обчислюється для навантажень у вузлах і для головних ділянок фідерів за типовими або фактичними графіками навантажень. У загальному випадку визначення коефіцієнта  $K_{\phi j}$  для уточнення оцінки втрат активної потужності у вітці  $j \in$  важким.

За інформацією про коефіцієнти адресності, значеннях навантажень у вузлах  $P_{nk}$  і відповідних їм значень коефіцієнтів форми  $K_{\phi k}$ , де  $k = 1, \dots, N_N$ , можна отримати вираз для сумарних втрат активної електроенергії у повздовжніх опорах  $N_L$  віток базової мережі:

$$\Delta W_P^\Sigma = T \left( \sum_{j=1}^{N_L} \sum_{k=1}^{N_N} (a_{jk}^{нач} - a_{jk}^{кон}) P_{nk} k_{\phi k}^2 \right), \quad (3.7)$$

де  $a_{jk}^{нач}, a_{jk}^{кон}$  - коефіцієнти адресності.

### 3.2 Визначення еквівалентного опору головного ділянки за параметрами добових графіків.

Розрахунок втрат електроенергії проводився з фідера напругою 10кВ ПС 330/110/35/10 «Нивки». Схема фідера приведена на малюнку 3.1. Також на рисунку вказані ділянки електричної мережі для розрахунку еквівалентного опору.

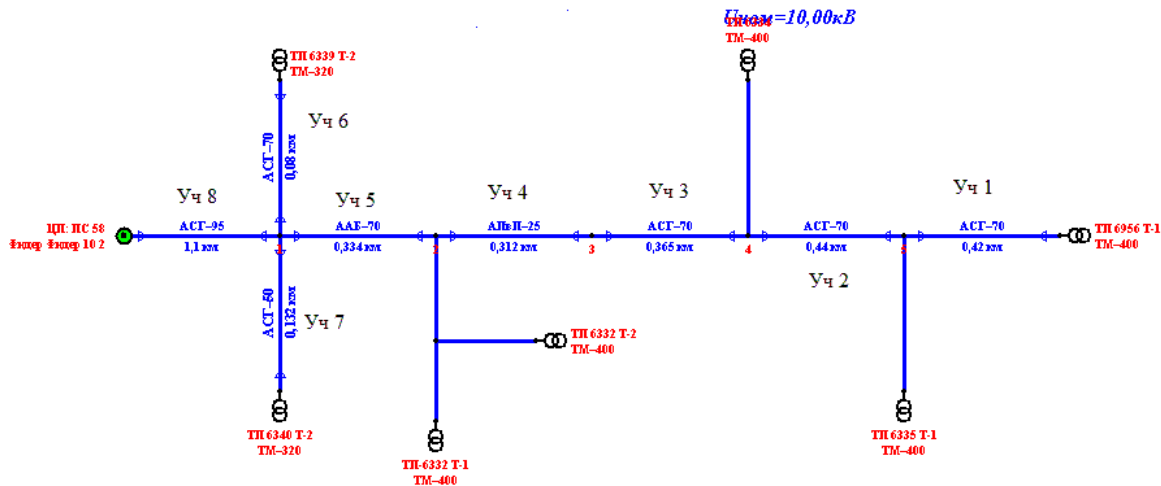


Рис. 3.1 - Схема фідера 10кВ ПС 330/110/35/10 «Нивки»

У таблиці 3.1 наведені номінальна і робоча потужність трансформаторів ТП.

Таблиця 3.1 Номінальна і робоча потужність трансформаторів ТП

Найменування ТП	ТП 6340	ТП 6339	ТП 6332-1	ТП 6332-2	ТП 6334	ТП 6335	ТП 6959
Потужність трансформатора кВа	320	320	400	400	400	400	400
Робоча потужність трансформатора кВт	130	125	185	160	158	179	156

У таблиці 3.2 наведені параметри ділянок лінії.

Таблиця 3.2 - Параметри лінії

	Ділянка 1	Ділянка 2	Ділянка 3	Ділянка 4	Ділянка 5	Ділянка 6	Ділянка 7	Ділянка 8
Марка	АСГ-70	АСГ-70	АСГ-70	АСГ-90	ААБ-70	АСГ-50	АСГ-50	АСГ-120
$r_0$ , Ом/км	0,443	0,443	0,443	0,526	0,443	0,62	0,62	0,326
$L$ , км	0,42	0,44	0,356	0,312	0,334	0,08	0,5	1,1
$R$ , Ом	0,18606	0,19492	0,15771	0,164112	0,14796	0,0496	0,31	0,3586

Проведемо розрахунок  $R_{ек}$  за формулами:

$$R_{em} = \frac{\sum_{i=1}^m R_{елінті} k_{елі}^2 S_{мі}^2}{(\sum_{i=1}^m k_{злі} S_{мі})^2} \quad (3.8)$$

$$R_{em} = \frac{\sum_{i=1}^m R_{етранті} k_{елі}^2 S_{мі}^2}{(\sum_{i=1}^m k_{злі} S_{мі})^2} \quad (3.9)$$

де  $n$  - кількість еквівалентованих ліній;  $S_{мі}$  - встановлена потужність трансформаторів, підключених до  $i$ -ї лінії;  $k_{злі}$  - коефіцієнт завантаження  $i$ -ї лінії, що дорівнює відношенню потужності навантаження головної ділянки  $S_{ГУі}$  до потужності  $S_{мі}$ ,  $k_{злі} = S_{ГУі} / S_{мі}$ .  $R_{етран}$  і  $R_{елін}$  - опори  $i$ -тих трансформаторів і лінії.

Еквівалентний опір лінії рівний:

$$R_{em} = \frac{\sum_{i=1}^m R_{елінті} k_{елі}^2 S_{мі}^2}{(\sum_{i=1}^m k_{злі} S_{мі})^2} = 0,519 \text{ Ом},$$

Еквівалентний опір трансформаторів рівний:

$$R_{em} = \frac{\sum_{i=1}^m R_{етранті} k_{елі}^2 S_{мі}^2}{(\sum_{i=1}^m k_{злі} S_{мі})^2} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Сумарний еквівалентний опір рівний:

$$R_{em} = R_{еклін} + R_{ектр} = 0,5 + 0,519 = 1,019 \text{ Ом}.$$

За методом еквівалентних навантажень були розраховані навантажувальні втрати електроенергії по фідеру:

$$\Delta W_{нав} = \frac{(W_{p2}^2 + W_{q2}^2) * K_{\phi2}^2}{U_{ек}^2 T} * R_{ек} = \frac{(22,076^2 + 11,038^2) * 1,07}{10^2 * 24} * 1,019 = 276,8$$

кВт\*год.

Втрати холостого ходу знаходяться за формулою:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m \Delta T_i \left( \frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2 * 10^{-3} = 169 \text{ кВт*год}$$

Сумарні втрати у цьому фідері рівні:

$$\Delta W = \Delta W_{нав} + \Delta W_{хх} = 286,8 + 169 = 446,5 \text{ кВт*год}.$$

Існуючі методи розрахунку втрат за середніми навантаженнями використовують в основному дані тільки номінальних параметрів схеми і режиму мережі, при цьому не враховуються зміни в схемі і графіків протікання по лініях (фідерах) розподільної мережі, що призводить до похибки розрахунку.

Для усунення основних недоліків існуючого методу визначення еквівалентного опору  $R_{екв}$  скористаємося даними добових графіків навантаження, що отримані з бази автоматизованих систем комерційного обліку системи. Використання інформації про графіках вузлових навантажень, дозволяє виконати розрахунок втрат потужності на кожному ступені графіка (в межі за кожну годину доби).

Звісно ж, що використовувати переваги цього методу доцільно, застосовуючи типові графіки, побудовані на основі аналізу графіків контрольних замірів, не вводячи в розрахунок кожного разу конкретні графіки.

Нижче наведені дані добового графіка для схеми, представленої на рисунку 3.2.

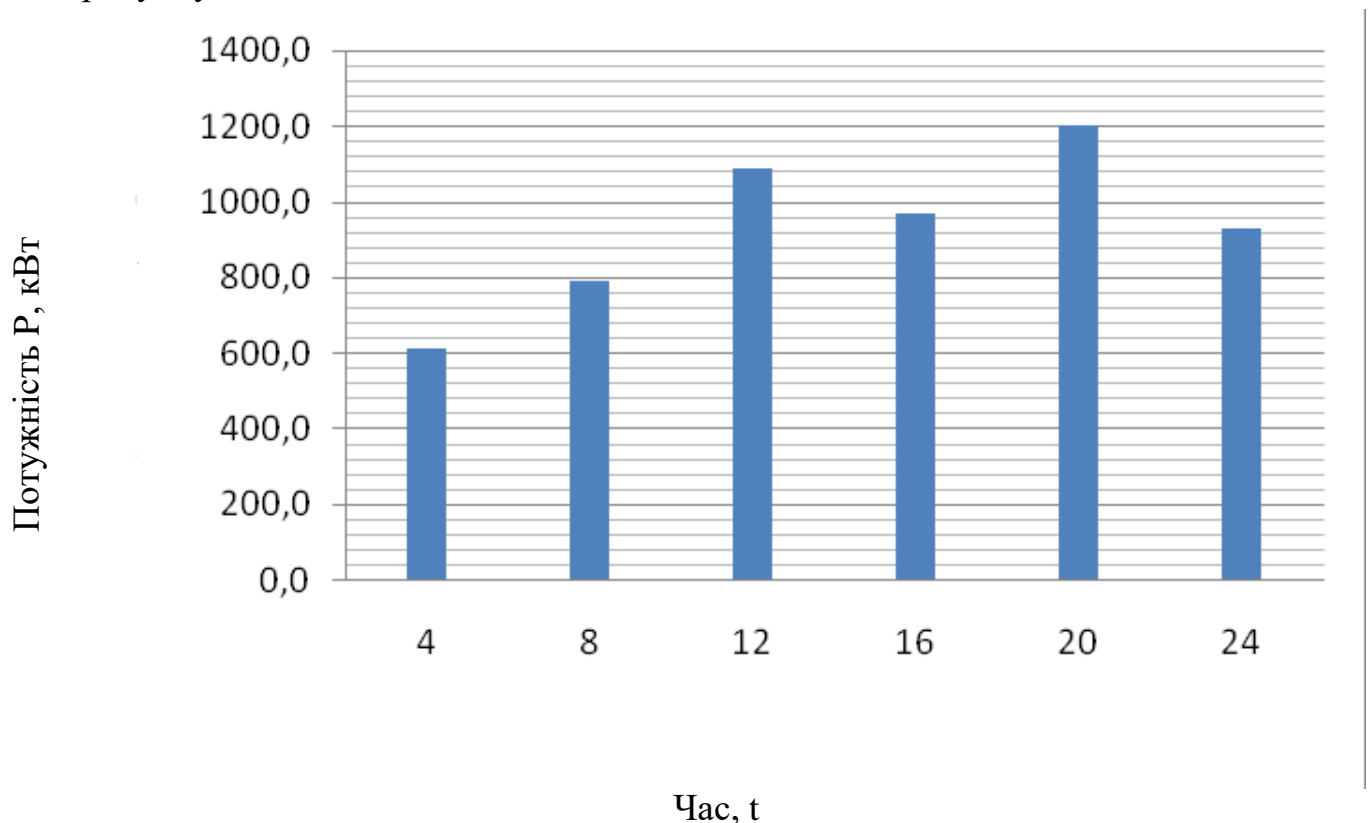


Рис. 3.2 – Добовий графік потужності фідера 10 ПС «Нивки»



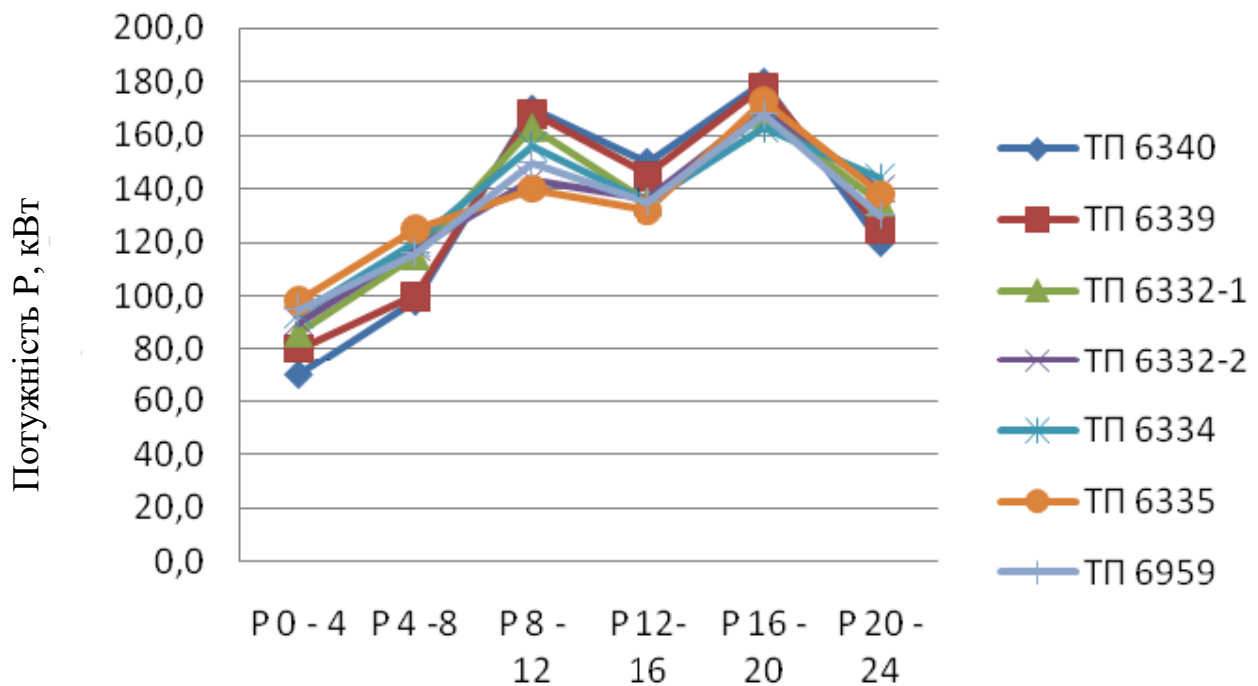


Рис. 3.3 – Добовий графік потужності трансформаторів ТП

Для виконання розрахунків по визначенню еквівалентного опору виберемо значення параметрів потужності трансформаторів з інтервалом у чотири години.

Дані наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Середня потужність трансформаторів

Інтервал, год	0 – 4 Р кВт	4 - 8 Р кВт	8 - 12 Р кВт	12- 16 Р кВт	16 – 20 Р кВт	20 – 24 Р кВт
ТП 6340	70,0	98,0	170,0	150,0	180,0	120,0
ТП 6339	80,0	100,0	168,0	145,0	178,0	125,0
ТП 6332-1	86,0	115,0	163,0	135,0	168,0	135,0
ТП 6332-2	90,0	118,0	143,0	136,0	170,0	140,0
ТП 6334	93,0	120,0	156,0	135,0	163,0	144,0
ТП 6335	98,0	125,0	140,0	132,0	173,0	138,0
ТП 6959	95,0	116,0	150,0	135,0	168,0	130,0

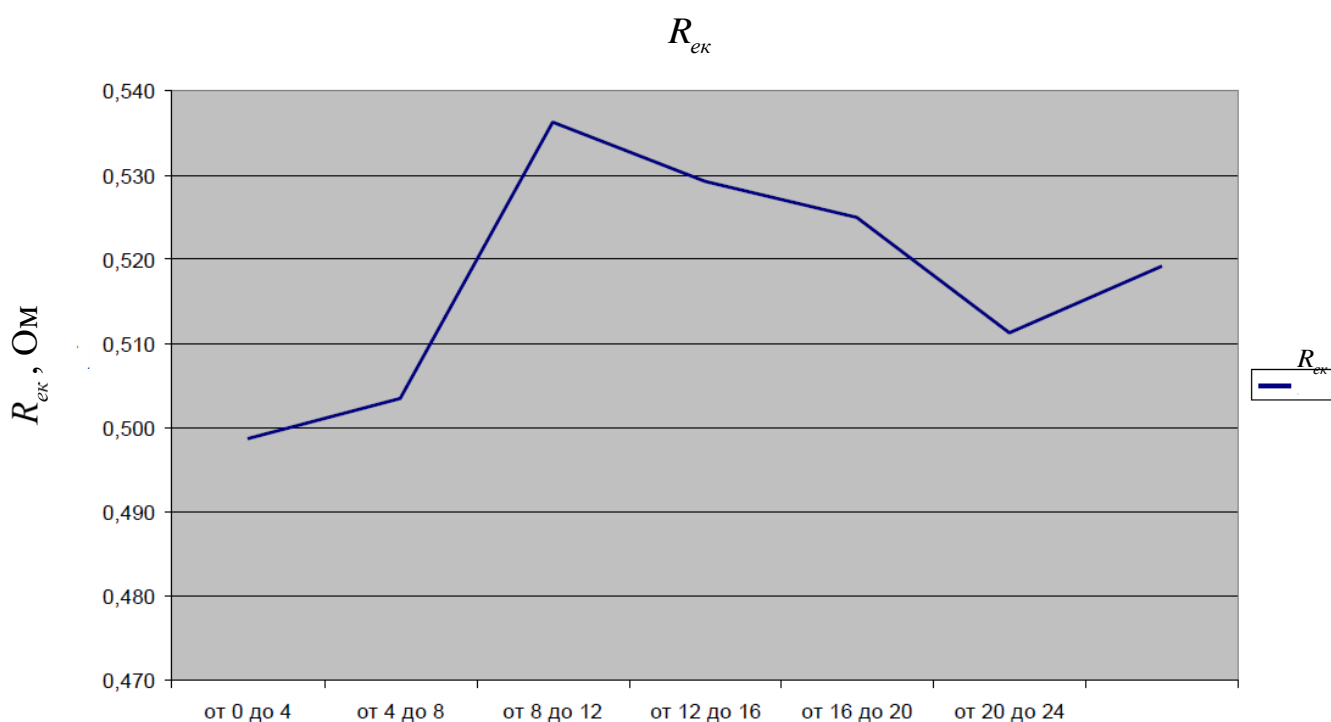
Використовуючи дані таблиці 3.3 складемо шаблон по визначенню значень перетоків потужності для обраних інтервалів часу у вигляді таблиці 3.4.

За даними таблиці 3.4 виконаємо розрахунки по визначенню еквівалентного опору лінії. Результати розрахунків запишемо в останній стовпчик таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Навантаження ділянок лінії.

Інтервал , год	0 – 4 Р кВт	4 -8 Р кВт	8 - 12 Р кВт	12- 16 Р кВт	16 – 20 Р кВт	20 – 24 Р кВт	Доб Р кВт
ділянка 1	70	98	170	150	180	120	131
ділянка 2	150	198	338	295	358	245	264
ділянка 3	236	313	501	430	526	380	398
ділянка 4	236	313	501	430	526	380	398
ділянка 5	419	551	800	701	859	664	666
ділянка 6	98	125	140	132	173	138	134
ділянка 7	95	116	150	135	168	130	132
ділянка 8	612	792	1090	968	1200	932	932
Рек, Ом	0,499	0,503	0,536	0,529	0,525	0,511	0,519

На рисунку 3.4 показано добову зміну  $R_{ек}$ .

Рис. 3.4 - графік добової зміни  $R_{ек}$ .

Аналіз результатів розрахунків показує, що  $R_{ек}$  за пропонованою методикою змінюється в залежності від параметрів електроспоживання по фідеру, що розглядався. Для даної схеми діапазон зміни знаходиться в межах - 30-35% від початкового значення  $R_{ек}$ , визначеного для номінальних параметрів режиму.

### 3.3 Розробка алгоритму оперативних розрахунків і аналізу втрат електроенергії

Оперативні розрахунки втрат електроенергії припускають проведення розрахунків за вимірюваним даним електроспоживання. При цьому виникає задача для визначення періодичності виконання розрахунків.

Це завдання пов'язане з періодичністю виконання балансу електроенергії з даною ділянці мережі, в АСКОЕ періодичність виконання балансу електроенергії зазвичай приймається за розрахунковий період. Для виконання взаєморозрахунків між суб'єктами ринку електроенергії баланс електроенергії найчастіше складається один раз в місяць (розрахунковий період).

Для оперативних розрахунків оптимальним періодом виконання балансів приймається одна доба, тому розрахунки втрат необхідно виконати один раз на добу за даними балансу електроенергії, що отримується з бази АСКОЕ.

Алгоритм розрахунку, що використовує дані з бази АСКОЕ, складається з наступних етапів:

1. Формування схеми ділянок мережі і визначення її параметрів.
2. Зчитування параметрів електроспоживання по головній ділянці і по вузлах схеми за заданими інтервалами часу.
3. Визначення розрахункових навантажень в заданих інтервалах.
4. Розрахунок поточкорозподілу на ділянках мережі за даними розрахункових навантажень для кожного інтервалу.
5. Розрахунок еквівалентного опору для заданих інтервалів часу.
6. Розрахунок втрат електроенергії для заданих інтервалів часу і в цілому за розрахунковий період.
7. Коригування балансу електроенергії з урахуванням технічних втрат і оцінка наднормативних втрат.

#### Аналіз втрат електроенергії

При аналізі втрат активної електроенергії необхідно вирішити завдання представлені нижче:

- знайти розподіл втрат за елементами мережі, рівнями напруг, приналежності заданому фрагменту мережі;
- визначити для заданого вузла частку участі навантаження в утворенні втрат конкретної лінії;
- визначити втрати активної електроенергії при транзиті потужності через мережу.

Алгоритм рішення для першого завдання досить простий. Для вирішення другої і третьої задач крім традиційних підходів на базі методу одиничних струмів ще пропонується використовувати підхід, який заснований на обліку інформації про коефіцієнти адресності. Розрахунок середніх значень потужності проводиться на основі витрат електроенергії.

Нехай заданий фрагмент мережі (фідер або район балансу), що містить  $N_{r.v}$  головних ділянок,  $N_{пс.вим}$  трансформаторних підстанцій або пунктів трансформації, на стороні низької напруги яких є вимірювані навантаження (далі просто підстанція), і  $N_{пс.кор}$  підстанцій, для яких на стороні низької напруги немає вимірюваного навантаження.

Для кожної підстанції  $i$  нам відомі число трансформаторів  $N_{псі}$ , номінальна потужність кожного трансформатора  $S_{т.номіj}$ , де  $j = 1, \dots, N_{псі}$ , і коефіцієнт його завантаження  $k_z$ . Потрібно знайти середні значення повних потужностей споживання  $S_{вимт}$ , де  $t = 1, \dots, N_{пс.вим}$ , і  $S_{корп}$ , де  $n = 1, \dots, N_{пс.кор}$ , при відомих витратах активної і реактивної електроенергії за період  $T$  у точках виміру фрагменту - на головних ділянках  $W_{Pz.vk}$ ,  $W_{Qz.vk}$ , де  $k = 1, \dots, N_{r.v}$ , і у вузлах з навантаженням  $W_{Pвимт}$ ,  $W_{Qвимт}$ , де  $t = 1, \dots, N_{пс.вим}$ .

Спочатку визначають середні значення активної  $P_{r.vk}$  і реактивної  $Q_{r.vk}$  потужностей для кожної головної ділянки до фрагменту:  $P_{r.vk} = W_{Pr.vk} / T$ ;

$Q_{r.vk} = W_{Qr.vk} / T$ , де  $k = 1, \dots, N_{z.y}$  і для кожного вузла  $m$ :  $P_{вимт} = W_{Pвимт} / T$ ,  
 $Q_{вимт} = W_{Qвимт} / T$  де  $m = 1, \dots, N_{вимт}$  відповідно. Потім визначається небаланс  
 повної потужності за формулою:

$$\dot{S}_{нб} = \sum_{k=1}^{N_{Г.У}} \dot{S}_{Г.У.k} - \sum_{m=1}^{N_{т.н.вим}} \dot{S}_{изм.m} \quad (3.10)$$

Він покриває потужністю споживання у вузлах з коректованим навантаженням. Середні значення активної  $P_{корп}$  і реактивної  $Q_{корп}$  потужностей навантажень на стороні низької напруги підстанції  $n$ , де  $n = 1, \dots, N_{пс.кор}$ , обчислюють як  $P_{корп} = C_n Re(S_{нб})$  і  $Q_{корп} = C_n Im(S_{нб})$ , де  $C_n$  – коефіцієнти розподілу, які дорівнюють частці небалансу потужності  $S_{нб}$ , споживаної підстанцією  $n$ .

Значення  $C_n$  визначається з формули:

$$C_n = \frac{S_n}{S}, \text{ де } S_n = \sum_{k=1}^{N_{m,n}} k_{з.пк} S_{Т.ном.пк} \quad (3.11)$$

$S = S_n$  це сумарна номінальна потужність підстанцій з коректованим навантаженням.

*Розрахунок значень середніх потужностей для фідерів.*

Для обліку втрат потужності в мережі фідера уточнюється розподіл середніх потужностей між трансформаторними пунктами. Для уточнення втрат використовують наступний алгоритм:

1. Для відомих значень напруги  $U_{z.yi}$  у вузлі  $i$  базової мережі, до якого приєднаний розглянутий фідер, і середньої повної потужності

$S_{z.y}$  на головній ділянці фідера обчислюється струм:

$$I_{Г.У} = S_{Г.У} / U_{Г.У} \quad (3.12)$$

де в правій частині комплексно-зв'язані числа. Причому, поправка до значення струму головної ділянки приймається рівною нулю ( $\Delta I_{\Gamma.Y} = 0$ ).

2. Потім розраховується матриця заданого струму  $J^B$  на стороні високої напруги пунктів фідера, число рядків якої дорівнює  $N_{mn}$  і кожен елемент  $j$ , де  $j = 1 \dots N_{m,n}$  дорівнює заданому струму пункту  $j$  на стороні високої напруги:

$$J_j^B = C_j(\dot{I}_{z,y} + \Delta \dot{I}_{z,y}) \quad (3.13)$$

3. Після цього визначаються струми  $I_B$ , падіння напруги  $U_B$  у вітках фідера і напруги у вузлах приєднання пунктів  $U_Y$ :

$$I_B = M^{-1} J^B, \quad \dot{U}_B = \dot{Z}_B \dot{I}_B \text{ і } \dot{U}_Y = (M^{-1})^T \dot{U}_B \quad (3.14)$$

де  $M$  – перша матриця інциденцій;

$Z_B$  – діагональна матриця опорів віток фідера.

4. Визначаються повна потужність, яка споживається кожним пунктом  $j$  на стороні високої напруги:

$$S_j^B = U_j J_j^B \quad (3.15)$$

де  $U_j J_j^B$  – напруга у вузлі приєднання до мережі пункту  $j$  і втрати повної потужності у вітках фідера  $\Delta S^B = I_B S_B$ .

5. Розраховується небаланс повної потужності фідера за формулою:

$$\Delta \dot{S}_{нб} = S_{\Gamma.Y} - \left( \sum_{j=1}^{N_{m,n}} \dot{S}_j^B + \Delta \dot{S}^B \right) \quad (3.16)$$

6. Якщо модуль небалансу потужності  $\Delta \dot{S}_{нб}$  отриманий за попереднім пунктом, менший заданої точності, то переходять відразу до наступного кроку

алгоритму. Інакше необхідний розрахунок поправки до струму на головній ділянці  $\Delta I_{Г.У} = \Delta S_{н.б} / U_{Г.У}$  і перехід знову до кроку 2 алгоритму.

7. Тепер для кожної підстанції  $j$ , де  $j = 1 \dots N_{m.n}$ , обчислюється потужність навантаження на стороні низької напруги з урахуванням втрат потужності у трансформаторах  $\dot{S}_j^B = S_j^B - \Delta S_j$ . Втрати потужності в трансформаторах підстанції  $j$  обчислюються як:

$$\Delta \dot{S}_j = \sum_{k=1}^{N_{m.n,j}} (U_{Yj}^2 \dot{b}_{Tjk} + J_j^2 \dot{z}_{Tjk}) \quad (3.17)$$

де  $N_{m.n,j}$  - число трансформаторів у пункті  $j$ ;

$\dot{b}_{Tjk}, \dot{z}_{Tjk}$  - «поперечна» провідність і «повздовжній» опір трансформатора  $k$  пункту  $j$ , де  $k = 1 \dots N_{m.n,j}$

#### *Розрахунок середніх значень потужності для районів балансу*

При розподілі небалансу потужності між вузлами з коректованим навантаженням у складнозамкнутій мережі зазвичай враховується наявність в районі балансу кількох головних ділянок  $N_{Г.У}$ . Попередньо зазначимо, що кожна головна ділянка має внутрішній і зовнішній вузли, які входять і не входять до складу вузлів району балансу відповідно. Алгоритм розподілу наступний:

1. Спочатку фіксуються значення напруг  $U_{з.ук}$  для кожного зовнішнього вузла головної ділянки  $k$ , де  $k = 1 \dots N_{Г.У}$  визначається надходження електроенергії  $W_{з.ук}$  в район електричного балансу і розраховується повна середня потужність  $S_{з.ук} = W_{з.ук} / T$  для кожного зовнішнього вузла головної ділянки  $k$ , де  $k = 1 \dots N_{Г.У}$ , за показами лічильників електроенергії за розрахунковий період часу  $T$ .

2. Потім формується інформація про витрати електроенергії  $W_{измн}$  за показами лічильників за період часу  $T$  і на цій підставі розраховується повна середня потужність  $S_{измн} = W_{измн} / T$  для кожного вузла з вимірюваного навантаження, де  $n = 1, \dots, N_{измн}$ .

3. Значення повного середнього навантаження для кожного з  $N_{кор}$  вузлів з невимірюваним навантаженням  $S_{кор\,m}$ , де  $m = 1, \dots, N_{кор}$  приймається рівним нулю.

4. Аналізується топологія мережі району балансу з метою визначення складу вузлів і віток незв'язаних підсистем району та приналежності головних ділянок для отриманих підсистем.

5. Визначається склад балансують вузлів для всіх незв'язних підсистем. Однак, якщо незв'язна підсистема має число головних ділянок, що примикають до неї, більше одиниці, то в якості балансуючого вузла вибирається зовнішній вузол однієї з ділянок, і значення середніх потужностей по іншим головних ділянках переводяться у вузлове навантаження в місцях установки лічильників електроенергії.

6. Потім визначають втрати повної потужності в мережі району  $\Delta S = U_Y Y_l U_Y$ , де  $U_Y$  - вектор вузлових напруг, порядок якого дорівнює числу вузлів мережі району, а  $Y_l$  - комплексно-сполучена матриця вузлових провідностей, яка формується для всіх вузлів району.

7. Розраховується струмозподіл у мережі на основі рішення системи рівнянь вузлових напруг:

$$Y U_Y = J \quad (3.18)$$

де  $Y$  – матриця вузлових провідностей району, яка формується з урахуванням наявності в мережі двох- і трьохобмоткових трансформаторів;

$J$  – матриця задаючих струмів, рівна

$$J = S / U \quad (3.19)$$

$S$  – матриця комплексно-спряжених повних значень потужності навантажень у всіх вузлах району.



### *Визначення втрат електроенергії з використанням інформації про адресності поставок потужності*

Суть даного методу полягає в наступному: для відомого поточкорозподілу у поточній мережі задається орієнтація деяких віток, яка збігається з напрямками перетікань активної потужності в них. Тоді для вітки  $i$  можна знайти частку перетікання потужності  $P_{ki}^{нач}$  від повного перетікання з початкового вузла цієї вітки у навантажувальний вузол  $k$ :  $P_{ki}^{нач} = a_{ki}^{нач} P_{nk}$

Коефіцієнт приймають  $a_{ki}^{нач} = 0$ , якщо при русі від вітки  $i$  в напрямку орієнтації віток існує послідовність  $j$  попарно пов'язаних  $m_j$  віток, по яким можна досягти вузла  $k$ . Така послідовність називається  $j$ -м шляхом.

Кожна вітка  $i$  характеризується відносним перетоком початку  $P_i^{нач}$  або кінця  $P_i^{кон}$  вітки, який дорівнює відношенню перетікання потужності на початку  $P_i^{нач}$  або в кінці  $P_i^{кон}$  вітки до сумарного перетоку потужності, з кінцевого вузла цієї вітки.

### **3.4 Оцінка допустимого небалансу електроенергії, що викликаний похибками вимірювань**

Методика розрахунку допустимого небалансу електроенергії в електричних мережах.

При вирішенні завдань розрахунку, аналізу, нормування та зниження втрат електроенергії в електричних мережах зазвичай застосовують такі основні поняття:

1) звітні абсолютні втрати електроенергії  $\Delta W_{отч}$ , які визначаються як різниця електроенергії, відпущеної в електричну мережу  $W_{oc}$ , і корисно відпущеної споживачам  $W_{no}$ :

$$\Delta W_{отч} = W_{oc} - W_{no} \quad (3.20)$$

Електроенергію  $\Delta W_{отч}$  знаходять за різницею показань лічильників, що враховують електроенергію, яка надійшла в електричну мережу енергосистеми від електростанцій і суміжних систем та лічильників, які враховують електроенергію, передану в електричні мережі суміжних енергосистем.

Електроенергія  $W_{no}$  для промислових, а також для будівельних і прирівняних до них споживачів, таких як бюджетних та інших організацій, крім побутових споживачів (населення), також визначається за показаннями лічильників. Для побутових споживачів значення  $W_{no}$  розраховується за платежами  $\Pi_B$  через оцінки і середньозваженому розрахунковому тарифу  $T_B$  на електроенергію:

$$W_{no} = \Pi_B / T_B \quad (3.21)$$

1) звітні відносні втрати електроенергії знаходять за формулою:

$$\Delta W_{отч}^* = (\Delta W_{отч} / \Delta W_{oc}) * 100\% \quad (3.22)$$

1) технічні втрати електроенергії, зумовлені фізичними процесами передачі, розподілу і трансформації електроенергії, визначають розрахунками відповідно до нормативних документів  $\Delta W_T$ .

2) Комерційні втрати електроенергії:

$$\Delta W_K = \Delta W_{отч} - \Delta W_T = \Delta W_{oc} - \Delta W_{по} - \Delta W_T \quad (3.23)$$

3) Фактичний небаланс електроенергії в електричній мережі:

$$НБ_{\phi} = \frac{W_{oc} - W_{по} - W_T}{W_{oc}} \quad (3.24)$$

За визначенням фактичний небаланс електроенергії дорівнює комерційним втратам, віднесеним до відпуску електроенергії в мережу;

4) допустимий небаланс електроенергії в електричній мережі:

$$НБ_{Д} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^{n_0} \delta_{oi}^2 d_{oi}^2 + \sum_{j=1}^{n_p} \delta_{nj}^2 d_{nj}^2} \quad (3.25)$$

де  $\delta_{oi}(\delta_{nj})$  - сумарна відносна похибка  $i$ -го ( $j$ -го) вимірювального комплексу, який складається з трансформатора напруги, трансформатора струму та лічильника, який вимірює відпущену в мережу (спожиту) електроенергію:

$d_{oi}(d_{nj})$  - доля електроенергії, відпущеної(спожитої) через  $i$ -й ( $j$ -й) вимірювальний комплекс;

$n_0$  - число вимірювальних комплексів, які враховують електроенергію, відпущену в електричну мережу;

$n_p$  - число вимірювальних комплексів, які враховують споживану (корисний відпуск) електроенергію.

Допустимий небаланс є технічно обумовленою складовою фактичного небалансу.

Фактичний небаланс електроенергії в електричних мережах не повинен перевищувати його допустимого значення, тобто має виконуватися співвідношення:

$$НБ_{\Phi} \leq НБ_{Д} \quad (3.26)$$

4) нормативні абсолютні втрати електроенергії в електричній мережі позначають суму розрахункових технічних втрат і допустимого небалансу, який обумовлений нормованою похибкою вимірювань електроенергії:

$$\Delta W_{НОРМ} = \Delta W_T + НБ_{Д} * W_{OC} \quad (3.27)$$

5) нормативні відносні втрати електроенергії:

$$\Delta W_{НОРМ}^* = (\Delta W_T / W_{OC} + НБ_{Д}) * 100\% \quad (3.28)$$

Нормативні абсолютні і відносні втрати електроенергії в електричних мережах визначаються за нормативними характеристиками, які представляють собою реальні паспортні дані обладнання електричних мереж, їх схеми і режими роботи, фактичні величини відпуску електроенергії в мережу;

б) допустимі комерційні втрати електроенергії:

$$\Delta W_{\text{кдоп}} = HB_{\text{д}} * W_{\text{ос}} \quad (3.29)$$

З наведених вище понять, визначень і формул можна зробити висновок, що одним з основних напрямків подальшого вдосконалення робіт по зниженню втрат електроенергії в електричних мережах є перехід від простого розрахунку і нормування технічних втрат до розрахунків фактичних і допустимих небалансів електроенергії з урахуванням технічних втрат електроенергії.

Порівняння цих небалансів дозволяє виявити місця їх найбільшої величини і проаналізувати причини наявності цих небалансів, а також намітити шляхи їх зменшення.

Найбільшою мірою сказане відноситься до локалізації та зниження комерційної складової втрат.

### **3.5 Розрахунок допустимого небалансу в розподільній мережі 10 кВ ПС 330/110/35/10 «Нивки» м. Київ**

Допустимий небаланс електроенергії в електричній мережі визначається за формулою:

$$HB_{\text{д}} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^{n_0} \delta_{\text{Woi}}^2 d_{\text{oi}}^2 + \sum_{j=1}^{n_n} \delta_{\text{Wnj}}^2 d_{\text{nj}}^2} \quad (3.30)$$

де  $\delta_{\text{Woi}}(\delta_{\text{Wnj}})$  - відносна допустима похибка вимірювального комплексу, що враховує відпущену(ту що надійшла) електроенергію;

$d_{\text{Woi}}(d_{\text{Wnj}})$  - доля електроенергії, відпущеної через вимірювальний комплекс;

$n_0$  - число вимірювальних комплексів, що вимірюють електроенергію, відпущену з шин;

$n_n$  - число вимірювальних комплексів, що вимірюють електроенергію, яка надійшла на шину.

Межі допустимих похибок такого комплексу розраховують за формулою:

$$\delta w = \pm 1.1 \sqrt{\delta_1^2 + \delta_U^2 + \delta_L^2 + \delta_C^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{P\Sigma}^2} \quad (3.31)$$

де  $\delta_I, \delta_U, \delta_C$  - відносні втрати ТС, ТН та лічильника;

$\delta_L$  - втрати напруги на вторинному ланцюзі ТН;

$\delta_\theta$  - відносна похибка, яка обумовлена кутовими похибками ТС і ТН;

$\delta_{P\Sigma}$  - сумарна додаткова похибка, викликана впливаючими факторами.

Втрати напруги в лініях приєднання лічильників до ТН рівні (згідно з вимогами ПУЕ п. 1.5.19) 0.25 і 0.5% для включення розрахункового лічильника класу точності 0,5.

Усереднене за обліковий період значення  $\cos \varphi = 0.9$ , а  $\delta_I, \delta_U, \delta_C$  визначають за паспортними даними СІ, використовуючи класи точності приладів, що визначають граничні значення похибок.

Відпуск електроенергії виробляється трифазними індукційними лічильниками двоелементними трансформаторними типу САЗУ, класу точності по ГОСТ 6570-96 беремо 0,5.

Клас точності лічильника зазвичай визначає найбільшу допустиму відносну похибку лічильника в процентах, яка визначається при встановлених умовах, званих нормальними.

За ГОСТ 6570-96 межа допустимої відносної похибки індукційних лічильників нормується в діапазоні значень струму у вимірювальному ланцюзі лічильника: від  $I_{\min} = 4,5\%$  номінального струму при  $\cos \varphi = 1.0$  і від  $I_{\min} = 5,1\%$  номінального струму при  $\cos \varphi = 0.5$  індукційного, 0.8 ємнісного до максимального  $I_{\max}$  значення струму включно.

Для лічильника класу 2.0 межі похибки наведені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 Граничні похибки для лічильників класу 2,0

Значення струму	Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$	Межа похибки, % при симетричному
5% номінального	1,0	$\pm 2,4$
Від 10% номінального до максимального	1,0	$\pm 1,9$
10% номінального	0,5 інд.	$\pm 2,4$
Від 20% номінального до максимального включно	0,5 інд.	$\pm 1,9$

Дані станційних журналів реєстрації режимів контрольованих приєднань відсутні, тому для розрахунку допустимої відносної похибки лічильника беруться допустимі границі параметрів контрольованих приєднань.

Струмову похибку ТС  $\delta_I$  визначаємо з ГОСТ 7746-89 для ТС класу точності 0.5 при мінімальному струмі, рівному близько 20% від номінального  $I_{ном}$ , отримуємо  $\delta_I = \pm 0,74\%$ .

Кутова похибка буде дорівнює  $\theta_I = \pm 44xв$ . Похибка трансформатора напруги (ТН)  $\delta_U$  визначається по ГОСТ1983-89 для ТН класу точності 0.5:

$$\delta_U = \pm 0,49\%$$

$$\theta_U = \pm 21xв$$

Кутова похибка схеми підключення лічильника з урахуванням  $\theta_I, \theta_U$  значення  $\cos \varphi = 0.9$ :

$$\delta(\Theta) = 0,0291 \sqrt{2 * \Theta_I^2 + \Theta_U^2} * \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = 0,0291 \sqrt{4450} * \frac{\sqrt{1 - 0,9^2}}{0,9} \approx 0,94\%$$

Похибка через втрату напруги в лінії приєднання лічильника до ТН за правилами ПУЕ не повинна перевищувати 0.5% для включення розрахункового лічильника класу точності 2.0.

Похибка лічильника  $\delta_{C0}$  при вимірах активної електроенергії визначаємо по ГОСТ 6570-96 для лічильника класу точності 2.0 при  $\cos \varphi = 0.9$  і при мінімальному струмі, рівному 5% від номінального  $I_{ном}$ , отримуємо:

$$\delta_{C0} = 2,1\%$$

Додаткову температурну похибку лічильника розраховуємо за формулою:

$$\delta_{Ct} = K_t * \Delta t \quad (3.32)$$

де  $K_t$  - середній температурний коефіцієнт. З ГОСТ 6570-96 для лічильників класу точності  $K_t = 0,1\% / ^\circ C$

$$\Delta t = |t_{\theta(n)} - t_{cp}| \quad (3.33)$$

$$\text{де } t_{cp} = 0,5(t_B + t_H)$$

$t_{\theta(n)}$  - верхнє(нижнє) значення температури за обліковий період.

Нехай  $t_H = -10^\circ C$ ;  $t_B = +25^\circ C$ , тоді  $t_{cp} = 7,5^\circ C$ ,  $\Delta t = 17,5^\circ C$

$$\delta_{Ct} = \pm 0,1 * 17,5 = \pm 1,75\% .$$

Додаткову похибку лічильника при зміні частоти знайдемо за формулою:

$$\delta_{cf} = K_f * \delta_f \quad (3.34)$$

де  $K_f$  - функція впливу на зміну частоти згідно ГОСТ 6570-96.

$$K_f = \pm 0,3\% / \%$$

$$\delta_{cf} = \pm 0,3\% / \% * 1,75\% = \pm 0,17\%$$

Додаткову похибку лічильника при зміні напруги визначаємо за формулою:

$$\delta_{CU} = K_U * \delta_{U \max} \quad (3.35)$$

де  $K_U$  - функція впливу при зміні температури. По ГОСТ 6570\*96 вона рівна:

$$K_U = \pm 0,15\% / \%$$

$$\delta_{cf} = \pm 0,15\% / \% * 5\% = \pm 0,75\%$$

Додаткові похибки, такі як від самонагріву, від зовнішнього постійного і змінного і високочастотного магнітних полів, відхилення від вертикального положення, амплітуди третьої гармоніки будемо вважати зневажливо малими і врахованими в основній і відносній похибці лічильника  $\delta_{co}$ .

Таким чином, для даного вимірювального комплексу відносна похибка  $\delta_{wo}$  становитиме:

$$\delta_{wo} = 1,1 \sqrt{2 * 0,75^2 + 0,5^2 + 1,2^2 + 0,5^2 + 2,5^2 + 1,75^2 + 0,17^2 + 0,75^2} = 1,95\%$$

Розрахунки допустимого небалансу в розподільній мережі ПС 330/110/35/10 «Нивки» виконані за даними пропуску електроенергії за грудень 2017 року.

## **4. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ І ХАРАКТЕРИСТИК ДОБОВОГО ГРАФІКУ**

### **4.1. Комплекс технічних засобів для вимірювання електроспоживання**

Комплекс технічних засобів (розглянутий на основі КТС «АІЕС-Енергія +») призначений для побудови автоматизованих систем обліку і контролю електроенергії (АСКОЕ) для промислових об'єктів з розвиненою структурою енергоспоживання, що вимагають комплексної автоматизації при введенні прогресивних тарифів і раціональних режимів енергопостачання.

АСКОЕ, побудована на базі цього технічного комплексу дозволяє організовувати розрахунковий (комерційний) і технічний облік споживання (виробітку) електроенергії на наступних об'єктах:



- промислові підприємства, розраховуються за спожиту енергію по будь-яким видам тарифів;
- підприємства енергетики при організації обліку вироблення і перетоків електроенергії.

До складу таких технічних комплексів зазвичай входять:

- спеціалізований обчислювальний комплекс (СОК) на базі комп'ютера, оснащеного платами вводу та / або платами напівдуплексного зв'язку, викладеними у його системний блок або підключеними через зовнішні інтерфейси, і розташований на диспетчерському пункті;

- пристрої збору даних (ПСД), розташовані на контрольованих пунктах (підстанціях). Сполучення ПСД встановленими на підстанціях електролічильниками, оснащеними імпульсними передавальними пристроями (ПП) або пристроями формування імпульсів (ПФІ) для дистанційної передачі даних, а також сполучення ПСД з СОК здійснюється по виділених двопровідних лініях зв'язку. ПСД, які встановлені на підстанціях, забезпечують:

- прийом імпульсних сигналів від індукційних і / або електронних лічильників, оснащеними ПП або ПФІ; - прийом даних від датчиків телесигналізації;

- попередню обробку отриманих даних з електролічильників і датчиків телесигналізації і їх передачу двопровідним лініям симплексного і напівдуплексного зв'язку в СОК.

СОК, який встановлений на диспетчерському пункті, забезпечує:

- прийом двопровідними лініями симплексного напівдуплексного зв'язку даних від ПСД;

- обчислювальну обробку даних та їх представлення в зручному для оператора вигляді (таблиці, відомості, графіки).

СОК передає за запитом необхідні дані на диспетчерські пункти енергомереж, енергосистем, до центрів контролю підприємств енергозбуту.

## **4.2 Оцінка технічних втрат на основі балансу електроенергії на ділянках мережі**

Методика обліку втрат електроенергії в електричних мережах РЕК і РЕМ розраховується по балансовому методі. Точність обліку втрат обумовлюється за більшою точністю отримання балансу електроенергії. Для отримання балансу енергії використовуються автоматизовані системи з обліку і контролю електроенергії.

Використання технічних засобів при визначенні втрат на основі балансового методу або інструментальне вимірювання втрат підвищує оперативність і об'єктивність у визначенні фактичних втрат в електричних мережах регіональних і розподільних компаній. Однак, вартість таких систем досить висока і, незважаючи на їх високу ефективність і швидку окупність, далеко не всі підприємства відразу можуть знайти на них кошти. У цьому випадку можливе вирішення даної проблеми, нехай і не в повному обсязі, але зі значно меншими витратами на основі використання спеціалізованих, як правило, переносних приладів для проведення енергетичних обстежень систем електропостачання силами власного персоналу підприємств. Як показує досвід обстеження промислових підприємств, в переважній більшості випадків їх персонал не має достатньої інформації про структуру електроспоживання всередині підприємства, графіках електроспоживання різних підрозділів підприємства і т.д. Єдині реально контрольовані параметри - це місячне електроспоживання, зафіксоване за лічильниками комерційного обліку електроенергії на межах балансового розділу між підприємством і електропостачальною організацією, підприємством і субабонентами, а також величина сумарного навантаження підприємства в період проходження максимуму. Але так як підприємству не відомо реальних графіків навантаження своїх підрозділів, не може достовірно оцінити, хто, коли, скільки і куди витрачає електроенергію, воно змушене завищувати заявлену величину максимуму навантаження, що призводить до значної переплати за встановлену потужність.

Повною мірою це відноситься і до різних субабонентів, які також беруть участь в проходженні максимуму навантаження, а оплачують тільки спожиту електроенергію. Відсутність контролю за графіками електроспоживання всередині підприємства не дозволяє також виявити і, отже, скоротити нераціональне використання електроенергії.

Методика проведення експериментальних замірів електроспоживання включає в себе проведення наступних робіт:

- дослідження характеристик фідерів, підключених до підстанції;
- зняття графіків електричного навантаження підстанції у робочі і неробочі дні та побудова їх середньодобових графіків електричного навантаження;
- дослідження об'ємів електроспоживання;
- обробка і аналіз даних енергоспоживання житлових будинків з метою отримання стійких питомих показників енергоспоживання.

У зв'язку з вищевикладеним, в потрібні проводити інструментальні заміри по визначенню графіків електроспоживання в часі у різних споживачів з метою їх подальшого аналізу і формування заходів щодо зниження величини заявленого максимуму навантаження і скорочення нераціонального використання електроенергії. Добові графіки електричних навантажень складати по різниці показань активних і реактивних електролічильників за кожен годину. Перший запис робити в 0 год. 00 хв. і останній в 24 год. 00 хв (для прикладу). Помноживши різницю подальшого і попереднього показань на розрахунковий коефіцієнт лічильника, отримаємо середнє годинне навантаження. Записи показань лічильників виробляються через рівні проміжки часу з великою точністю, в іншому ж випадку графік добового навантаження буде отриманий у спотвореному вигляді і не зображуватиме фактичне навантаження.

#### *Визначення коефіцієнтів добових графіків*

Однією з основних характеристик графіка навантаження є число годин використання її максимуму  $T_{\max}$ . Відносна його величина  $t_{\max} = T_{\max} / 8760$  чисельно дорівнює коефіцієнту заповнення графіка  $k_3 = N_{cp} / N_{\max}$ , де  $N_{cp}$  і  $N_{\max}$

- значення середнього і максимального навантажень. В якості  $N$  у конкретному випадку приймають  $P$ ,  $Q$  або  $I$ . Іншою важливою характеристикою є відношення мінімального навантаження до максимального  $k_{min} = N_{min} / N_{max}$ .

При розрахунках втрат електроенергії форму графіка характеризують величини  $\tau$  і  $k_\phi^2$ , що визначаються за формулами:

$$\tau = \frac{m * [N^2] * T}{N_{max}}; k_\phi^2 = \frac{m * [N^2]}{m^2 * [N]} \quad (4.1)$$

де  $m$  – символ математичного очікування.

Однією з найбільш ранніх формул є відома формула В.В. Кезевіча.

$$\tau = (0,124 + \frac{\dot{O}_{max}}{10000} * 8760 = (0,124 + 0,876k_c)^2 * 8760 \quad (4.2)$$

В.Н. Казанцев застосовує формулу:

$$k_o^1 = 1 + \frac{3(1 - k_{min})^2}{4(1 + k_{min})^2} \quad (4.3)$$

Розрахунок коефіцієнта форми на ПС, за яким здійснювали прийом електроенергії в розподільній мережі ПС «Нивки» проводився наступним чином:

1. Для розрахунку коефіцієнта форми графіка навантаження використовувалися дані з вимірювальних лічильників «СЕТ-4.ТМ.02». При розрахунку використовувався графік навантаження обраної лінії, отриманий з лічильників за заданий період часу  $T$  (фіксувалося час закінчення і «інтервал перегляду»). Дискретність в розрахунку задавалася «кроком перегляду».

2. Коефіцієнт форми графіка розраховували за формулою:

$$k_o^2 = \frac{(P_1^2 + P_2^2 + \dots + P_N^2) * N}{(P_1 + P_2 + \dots + P_N)^2}; \quad (4.4)$$

де  $P$  – ордината графіку навантаження;  $N$  – число ординат в розрахунку.

3. Коефіцієнт форми може визначатися для будь-якої лінії за будь-який, закладений в програму лічильника період часу з дискретністю, що задається «кроком перегляду».

Таблиця 4.1 Розрахунок втрат електроенергії, кВт\*год

$P$	$Q$	$W_p$	$W_q$	$\Delta W_{наг}$	$\Delta W_{xx}$	$\Delta W_{\Sigma}$
919,9	459,9	22076,5	11038,3	276,8148	169,7	446,5148

У відносному виразі втрати електроенергії фідера ПС 330/110/35/10 «Нивки» становлять 2%.

За результатами замірів витрати електроенергії згідно з формулою (4.4), був розрахований  $k_o$

$$k_o = 1,07$$

Далі за результатами замірів був побудований графік навантаження, який представлений нижче на рисунку 4.1.

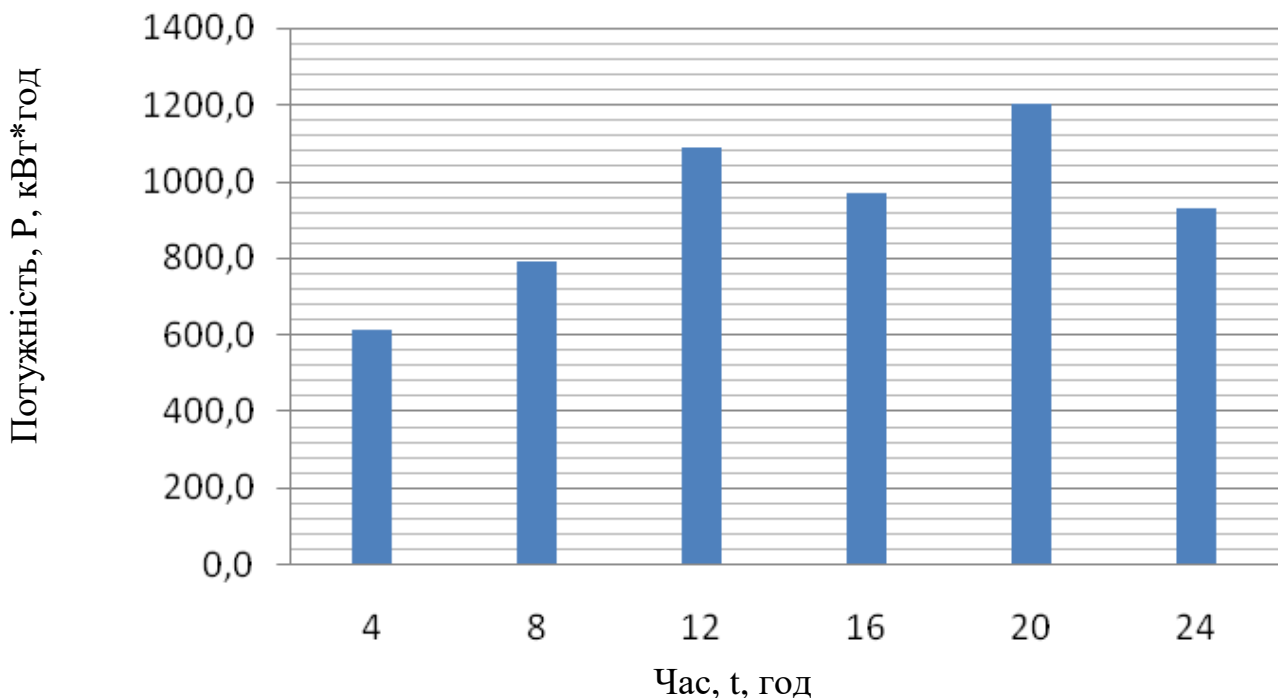


Рисунок 4.1 добовий графік потужності

За отриманими даними потужностей та еквівалентних опорів були розраховані втрати електроенергії за добу. Дані наведені в таблиці 4.2

Таблиця 4.2. Втрати електроенергії

	Р кВт	Q квар	W <sub>p</sub> кВт*год	W <sub>q</sub> Квар *год	ΔW <sub>наг</sub> кВт*год	ΔW <sub>хх</sub> кВт*год	ΔW кВт*год
від 0 до 4	612,0	306,0	2448,0	1224,0	20,011	28,29	48,3019
від 4 до 8	792,0	396,0	3168,0	1584,0	33,672	28,29	61,9625
від 8 до 12	1090,0	545,0	4360,0	2180,0	65,867	28,29	94,1575
від 12 до 16	968,0	484,0	3872,0	1936,0	51,948	28,29	80,2380
від 16 до 20	1200,0	600,0	4800,0	2400,0	78,957	28,29	107,2478
від 20 до 24	932,0	466,0	3728,0	1864,0	46,9943	28,29	75,2843
сума за добу			22376	11188	297,45	169,7	467,192

Так само був проведений розрахунок втрат даного фідера за програмою РТП 3. Результати показані на рисунку 4.2 і в таблиці 4.3 сформовану в програмі.

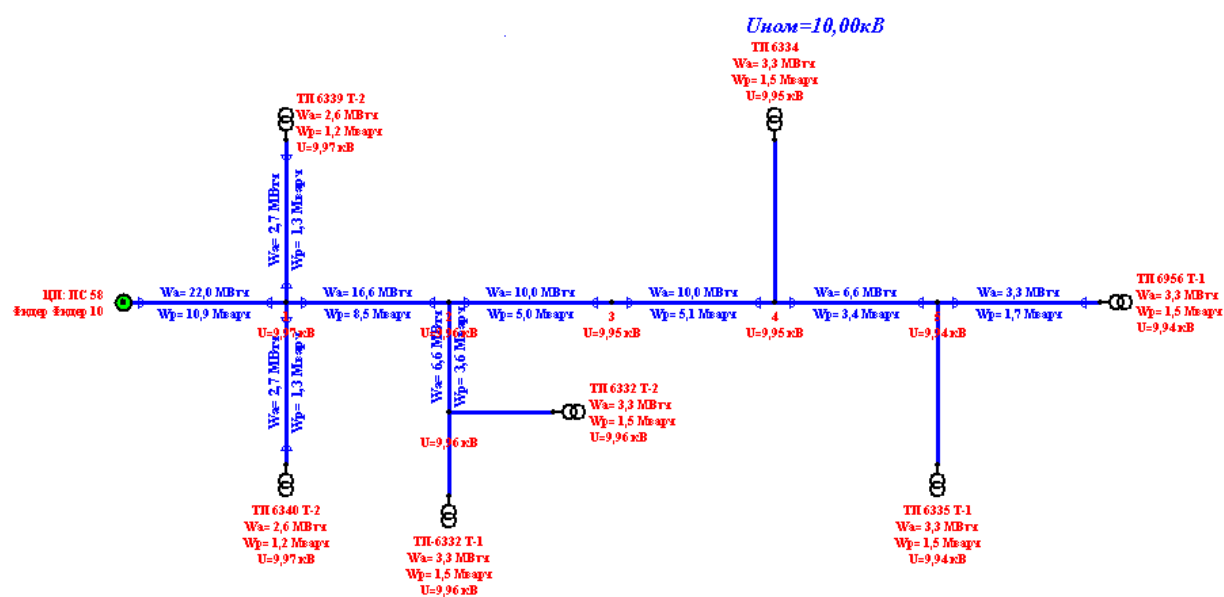


Рис.4.2 Результат розрахунку програми РТП-3

Таблиця 4.3 - Результат розрахунку програми РТП 3.

<i>№ n/n</i>	<i>Параметр</i>	<i>Од. вим.</i>	<i>на балансі</i>
1	Навантажувальні втрати активної електроенергії в лініях	тис. кВт·год	0,161
2	Втрати активної електроенергії в ізоляції кабельних ліній	тис. кВт·год	0,003
3	Сумарні втрати активної електроенергії в лініях	тис. кВт·год	0,164
4	Втрати реактивної електроенергії в лініях	тис. квар·год	0,035
5	Втрати активної електроенергії холостого ходу трансформаторів	тис. кВт·год	0,168
6	Втрати реактивної електроенергії холостого ходу трансформаторів	тис. квар·год	1,102
7	Навантажувальні втрати активної електроенергії трансформаторів	тис. квар·год	0,155
8	Навантажувальні втрати реактивної електроенергії трансформаторів	тис. квар·год	0,486
9	Втрати активної електроенергії в трансформаторах	тис. кВт·год	0,323
10	Втрати реактивної електроенергії в трансформаторах	тис. квар·год	1,588
11	Втрати активної електроенергії в струмообмежуючих реакторах	тис. кВт·год	0,000
12	Втрати реактивної електроенергії в струмообмежуючих реакторах	тис. квар·год	0,000
13	Сумарні навантажувальні втрати активної електроенергії	тис. кВт·год	0,316
14	Сумарні навантажувальні втрати реактивної електроенергії	тис. квар·год	0,521
15	Сумарні втрати активної електроенергії	тис. кВт·год	0,487
16	Сумарні втрати реактивної електроенергії	тис. квар·год	1,623
17	Середній коефіцієнт завантаження трансформаторів	%	37,54
18	Максимальні відносні втрати напруги	%	-
19	Встановлена потужність трансформаторів	кВ·А	2640,000
20	Кількість трансформаторів	штук	7

21	Кількість трансформаторів із заданим навантаженням	штук	0
22	Сумарна номінальна потужність двигунів	кВ·А	0,000
23	Кількість двигунів	штук	0
24	Кількість двигунів із заданим навантаженням	штук	0
25	Кількість вузлів із заданим навантаженням	штук	0
26	Сумарна потужність струмообмежуючих реакторів	кВт	0,000
27	Кількість струмообмежуючих реакторів	штук	0
28	Кількість повітряних ділянок	штук	0
29	Кількість кабельних ділянок	штук	8
30	Загальна кількість ділянок	штук	8
31	Довжина повітряних ділянок (по трасі)	км	0,000
32	Довжина кабельних ділянок (по трасі)	км	3,183
33	Сумарна довжина ділянок (по трасі)	км	3,183
34	Навантажувальні втрати активної електроенергії в лініях	%	0,73
35	Втрати активної електроенергії в ізоляції кабельних ліній	%	0,01
36	Сумарні втрати активної електроенергії в лініях	%	0,74
37	Втрати активної електроенергії холостого ходу трансформаторів	%	0,76
38	Навантажувальні втрати активної електроенергії трансформаторів	%	0,70
39	Втрати активної електроенергії в трансформаторах	%	1,47
40	Втрати активної електроенергії в струмообмежуючих реакторах	%	0,00
41	Сумарні навантажувальні втрати активної електроенергії	%	1,43
42	Сумарні втрати активної електроенергії	%	2,21

Порівняльний аналіз пропонованої та існуючої методик, а також за програмою РТП 3 наведено в таблиці 4.4.



Таблиця 4.4 Порівняльний аналіз розрахунку втрат

Розрахунки втрат за різними методиками	Відпуск електроенергії в мережу $W$ , тис кВт*год	Втрати $\Delta W$ кВт*год	Втрати %
Розрахунок за методом добового Рек	22,07	446,51	2,0
Розрахунок за методом дрібного Рек	22,07	467,19	2,1
За програмою РТП-3	22,07	484,00	2,2

Застосовуючи метод визначення еквівалентного опору при діленні розрахункового діапазону, можна отримати параметри навантажень в режимі реального часу з використанням даних, отриманих з АСКОЕ.

Проведені розрахунки втрат електроенергії пропонованого методу матимуть найменші похибки, що відображено в порівняльному аналізі.

## **5. СТАРТАП: КОМЕРЦІАЛІЗАЦІЯ РОЗРОБКИ ПРИСТРОЮ ДЛЯ ВИМІРУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ВИСОКОВОЛЬТНІЙ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ**

### **5.1 Опис ідеї проекту**

Електроенергія є загальноновизнаною необхідною складовою частиною життя будь-якої сучасної людини. Без неї неможливо уявити здійснення діяльності та існування як в побуті, так і на виробництві. Таким чином, ринок електроенергії є стратегічним для будь-якого регіону. Втрати електроенергії в електричних мережах - це найважливіший показник економічності їх роботи. Вони виникають у зв'язку з тим, що електричний струм, проходячи по проводах нагріває їх. При цьому величина втрат буде визначатися довжиною лінії і напругою струму.

Втрати електроенергії покриваються за рахунок збільшення потужності джерел живлення, а це значить за рахунок збільшення енергоресурсів. У наш час ціни на енергоресурси постійно зростають, тому питання енергозбереження дуже актуальне.

Одним з найважливіших аспектів є точний вимір втрат електроенергії з метою їх подальшого максимального зменшення.

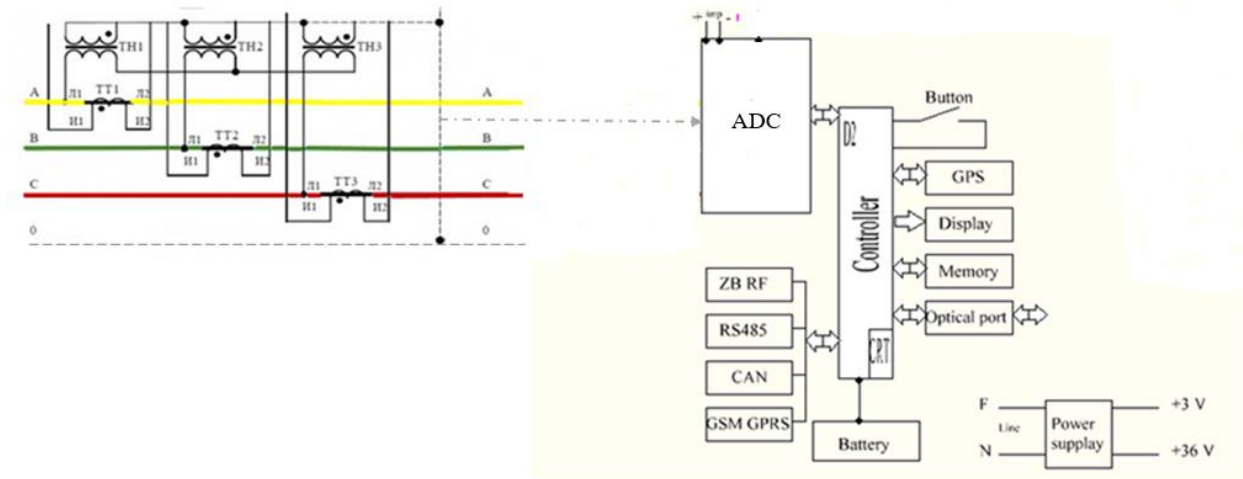


Рис. 5.1 – Схема пристрою для вимірювання втрат електроенергії у високовольтних лініях електропередачі

Таблиця 5.1 – Опис ідеї стартап-проекту розробки пристрою для виміру втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі

<i>Зміст ідеї</i>	<i>Напрямки застосування</i>	<i>Вигоди користувача</i>
Розробка пристрою для високоточного виміру в режимі реального часу втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі	1. Підвищення точності виміру втрат електроенергії на в/в лініях електропередачі.	Точний вимір втрат дозволить розробити алгоритми щодо їх зменшення.
	2. Вимір сумарних втрат на ЛЕП.	Достовірна інформація про сумарні втрати на ЛЕП
	3. Широкий спектр ліній, в яких можуть бути	Можливість вибору пристрою виміру

	встановлені пристрої( від 1 до 1150 кВ).	втрат у в/в лініях усіх класів напруг
--	--	---------------------------------------

Нижче представлений зміст ідеї, що пропонується, можливі напрямки застосування, основні вигоди, що може отримати користувач товару за кожним напрямком застосування, відмінності від існуючих аналогів та замінників. Перші три пункти подаються у вигляді таблиці ( табл. 5.1) і дають цілісне уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів.

Провівши аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї порівняно із пропозиціями конкурентів, можна стверджувати наступне: пристрій для високоточного вимірювання втрат електроенергії у високовольтних лініях дозволяє більш точно виміряти втрати на високовольтній лінії, за рахунок застосування додаткових трансформаторів струму і напруги, виходи яких з'єднані із входами блоків аналогово – цифрових перетворювачів, виходи яких з'єднані із входами блоків передачі даних по каналах зв'язку.

Проведений порівняльний аналіз показників для власної ідеї за показниками:

- а) гірші значення (W, слабкі) ;
- б) аналогічні (N, нейтральні) значення;
- в) кращі значення (S, сильні).

Заносимо дані показники до таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Визначення слабких та нейтральних характеристик ідеї створення пристрою для високоточного вимірювання втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі

№ п/п	Техніко – економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів		W( слабка сторона)	N(нейтрал ьна сторона)	S(сильна сторона)
		Мій проект	Конкурент			
	Розробка пристрою для високоточного виміру в режимі реального часу втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі	Високоточне вимірювання втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі із застосуванням додаткових трансформаторів струму і напруги.	Спосіб визначення потужності втрат енергії в лінії електропередачі методом ватметрів	Потреба в розробці нормативної документації на державному рівні. Відсутні державні стандарти та рекомендації по пристроях такого призначення.	Часткове використання уже існуючих методів і принципів роботи пристроїв виміру втрат електроенергії.	Зменшення похибки виміру втрат електроенергії за рахунок застосування додаткових трансформаторів струму і напруги.

За приведеним переліком слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційного товару можна стверджувати про конкурентоспроможність розробки пристрою для вимірювання втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі.

## 5.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу проведений аудит технології, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту (технології створення пристрою).

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз таких складових (табл. 5.3):

- за якою технологією буде виготовлено пристрій згідно ідеї проекту?
- чи існують такі технології, чи їх потрібно розробити/добробити?
- чи доступні такі технології авторам проекту?

Таблиця 5.3 – Технологічна здійсненність ідеї створення пристрою для виміру втрат електроенергії у в/в лініях електропередачі

<i>№ n/n</i>	<i>Ідея проекту</i>	<i>Технології її реалізації</i>	<i>Наявність технологій</i>	<i>Доступність технологій</i>
		Технологія 1	Чи вони наявні, або ж необхідно їх розробити/добробити	Чи вони доступні авторам проекту?
1	Розробка пристрою для безпосереднь	Технологія удосконалення пристрою для	Технології наявні, але відсутня нормативна	Технології авторам не доступні.

1	ого вимірювання втрат електроенерг ії у високовольт ній лінії електроперед ачі.	вимірювання втрат електроенергії у в/в лінії електропереда чі за допомогою введення додаткових вимірювальни х трансформато рів струму та напруги, а також застосування блоків перетворення сигналів, передачі, обробки та відображення даних	документація для їх застосування.	
---	---	--	---	--

За результатами аналізу таблиці можна зробити висновок щодо можливості технологічної реалізації проекту: реалізація можлива за початком застосування технології вимірювання втрат електроенергії на високовольтних лініях електропередачі в Україні та розробки відповідної нормативної документації на державному та галузевому рівні.

### 5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап- проекту

Визначення ринкових можливостей, які можна використати під час ринкового впровадження проекту, та ринкових загроз, які можуть перешкодити реалізації проекту, дозволяє спланувати напрямки розвитку проекту із урахуванням стану ринкового середовища, потреб потенційних клієнтів та пропозицій проектів- конкурентів.

До табл. 5.4 занесені результати проведеного аналізу попиту: наявність попиту, обсяг та динаміка розвитку ринку.

Табл. 5.4 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап – проекту створення пристрою для виміру втрат електроенергії у в/в лініях електропередачі

№ п/п	Показники стану ринку(найменування)	Характеристика
1	Кількість головних гравців, од	10
2	Загальний обсяг продаж, грн/ум.од	1 568 744
3	Динаміка ринку	Зростає
4	Наявність обмежень для входу	Відсутність вимог до стандартизації та нормативної документації
5	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Потребують розробки
6	Середня норма рентабельності в галузі ( або по ринку), %	Невідома

Надалі визначені потенційні групи клієнтів та сформований орієнтовний перелік вимог до кожної групи ( табл. 5.5).



Табл. 5.5 – Характеристика потенційних клієнтів стартап – проекту створення пристрою для виміру втрат електроенергії у в/в лініях електропередачі

<i>№ n/n</i>	<i>Потреба, що формує ринок</i>	<i>Цільова аудиторія (цільові сегменти)</i>	<i>Відмінності у поведінці потенційних груп клієнтів</i>	<i>Вимоги споживача до товару.</i>
1	Створення пристрою для вимірювання втрат електроенергії у високовольтних лініях електропередачі	Високовольтні несиметричні трифазні електричні мережі загального призначення та на промислових підприємствах, а також для аудиторських компаній, що надають послуги електроенергетичним підприємствам усіх форм власності[26].	Відсутня єдина стандартизація та нормативна документація.	Вимоги не сформовані в Україні. За кордоном втрати менші, інформація щодо пристроїв для їх виміру недоступна.

За визначеними факторами конкурентоспроможності проведений аналіз сильних та слабких сторін стартап –проекту (табл .5.8).

Табл.5.6 – Фактори загроз

<i>№ n/n</i>	<i>Фактор</i>	<i>Зміст загрози</i>	<i>Можлива реакція компанії</i>
1	Збільшення курсу валюти	Здорожчання вартості помилки при виборі постачальника.	Просування розробки унеможливлює зменшення ймовірності помилки
2	Протекційні заходи із підтримання українських виробників	Обмеження доступу іноземних компаній.	Налагодження співпраці із вітчизняними виробниками.

Таблиця 5.7 – Фактори можливостей

<i>№ n/n</i>	<i>Фактор</i>	<i>Зміст можливості</i>	<i>Можлива реакція компанії</i>
1	Ймовірне долучення до стандартів МЕК.	Створення мінімально необхідної нормативної бази.	Розробка компанією пропозиції з урахуванням стандартів МЕК.
2	Зростання необхідності точного виміру втрат електроенергії у в/в лініях електропередачі для їх майбутнього зменшення.	Потенційне збільшення попиту.	Формування бази потенційних клієнтів

Таблиця 5.8 – Порівняльний аналіз сильних та слабких сторін створення пристрою для виміру втрат електроенергії у в/в лініях електропередачі

№ п/п	Фактор конкурентоспроможності	Бали 1-20	Рейтинг створення пристрою для виміру втрат електроенергії у в/в лініях електропередачі у порівнянні з конкурентом						
			-3	-2	-1	0	+1	+2	+3
1.	Зменшення похибки вимірювання втрат електроенергії.	15	X						
2.	Можливість контролювати втрати в режимі реального часу.	10		X					
3.	Можливість застосування пристрою у високовольтних несиметричних трифазних електричних мережах.	15	X						
4.	Відсутність державних стандартів та рекомендацій щодо пристроїв такого призначення.	0					X		
5.	Розроблення нормативної документації.	17						X	
6.	Загальний результат		-6	-2			+1	+2	

Аналізуючи табл. 5.8 можна зробити висновок: стартап – проект має такі основні переважаючі фактори конкурентоспроможності, як зменшення похибки вимірювання втрат електроенергії, можливість контролювати втрати в режимі реального часу, можливість застосування пристрою у високовольтних несиметричних трифазних електричних мережах в сумі, які дають рейтинг конкурентів ‘-8’.

Фактори конкурентоспроможності, за якими даний проект програє конкурентам, це відсутність державних стандартів та рекомендацій щодо пристроїв такого призначення та відсутність нормативної документації, що дають рейтинг пристроїв – конкурентів ‘+3’. Сумарний рейтинг пристроїв – конкурентів складає ‘-5’.

На основі порівняльного аналізу сильних та слабких сторін створення пристрою для виміру втрат електроенергії у високовольтних лініях електропередачі та факторів загроз і можливостей проведено SWOT – аналіз стартап – проекту, який наведено у таблиці 5.9.

Табл. 5.9 – SWOT – аналіз стартап – проекту

<u>Сильні сторони:</u> зменшення похибки при вимірі втрат електроенергії, широка область застосування та вимір сумарних втрат.	<u>Слабкі сторони:</u> державних стандартів та рекомендацій щодо пристроїв такого призначення. Необхідне створення нормативно – правової бази на загальнодержавному рівні.
<u>Можливості:</u> за рахунок використання даного пристрою для виміру втрат на високовольтних лінії електропередачі в Україні можливе значне скорочення втрат на передачу	<u>Загрози:</u> нестабільність економіки та залежність вартості елементів пристрою від курсу іноземної валюти. Зростання цінового фактору для споживачів у зв’язку із

<p>електроенергії до споживачів, що у свою чергу призведе до зменшення вартості електроенергії, а зростання якості електроенергії, як результат дасть можливість експорту надлишкової електроенергії в інші країни.</p>	<p>зростанням ціни на вимірювальні трансформатори струму і напруги, аналогово – цифрові перетворювачі, мікроконтролери, блоки синхронізації часу, GPS, прилади відображення інформації. Обмеження ринку постачальників вітчизняними компаніями.</p>
---	---

Рекомендований час для виведення на ринок пристрою для виміру втрат електроенергії у високовольтних лініях електропередачі – у 2018-2019 роках.

### **Висновки до п'ятого розділу**

1. Оскільки попит на даний проект на ринку наявний, динаміка ринку зростає (за таблицею 5.4), можна зробити висновок щодо комерціалізації розробки пристрою для виміру втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі – існують перспективи впровадження даної технології на бар'єри входження, потенційні групи клієнтів, стан конкуренції, конкурентоспроможність проекту.

2. За умов розроблення в Україні державних стандартів та рекомендацій щодо пристроїв такого призначення можливе впровадження проекту розробки пристрою для виміру втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі, розроблення комп'ютерно – інтегрованої моделі для масової реалізації, а також єдиної системи стандартизації даного типу електричного обладнання.

3. Рекомендована комерціалізація пристрою для виміру втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі у 2018-2019 роках.

## ВИСНОВОК

Із введенням ринку електроенергії підвищилися вимоги до оперативності розрахунків втрат електроенергії, вирішення яких неможливо без застосування інформаційних комп'ютерних технологій - систем збору і обробки даних ОВК та АСКОЕ.

В електричних мережах розподільних електромережних компаній (РЕК) надходження електроенергії в мережі фіксується приладами обліку високого класу точності, а відпуск електроенергії, переважно споживачам 6-10 і 0,4 кВ, фіксується приладами набагато більш низького класу точності, і питання похибки розрахунків втрат електроенергії набувають особливої актуальності.

Визначення похибок того чи іншого методу розрахунку втрат електроенергії використовується лише для оцінки його застосування. Розрахунки втрат електроенергії схемотехнічними методами використовують розрахункові величини еквівалентного опору при середніх навантаженнях всіх елементів мережі розрахункового діапазону.

Застосовуючи метод визначення еквівалентного опору при діленні розрахункового діапазону, можна отримати параметри навантажень в режимі реального часу з користуванням даних, отриманих з АСКОЕ.

Проведені розрахунки втрат електроенергії пропонованого методу матимуть найменші похибки, що відображено в порівняльному аналізі.

При формуванні тарифів на передачу електроенергії по електричних мережах електромережних компаній виникає проблема зменшення похибки при визначенні втрат електроенергії.

Найменші втрати можливо отримати при застосуванні методів, які використовують спостережувані параметри електроспоживання в режимі реального часу. Оцінку похибок розрахункових методів по визначенню втрат можна здійснити експериментально на реальних ділянках мережі з урахуванням похибки приладів обліку.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Под редакцией Казанцева В.Н. М. Энергоатомиздат, 1983.- 368 ст.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под редакцией Рокотяна С.С. – Энергоатомиздат, 1985. – 352 ст.
3. Расчеты и анализ режимов работы сетей. Учебное пособие для вузов, Под редакцией Веникова В.А. –М. Энергия, 1974.- 336 с.
4. Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч. Потери мощности и энергии в электрических сетях. М. Энергомиздат, 1981,-215 ст.
5. Ю.С.Железко, А.В.Артемьев, О.В.Савченко. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов. М. ЭНАС, 2003.- 277 ст.
6. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов. М. ЭНАС, 2009.- 456 ст.
7. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений И 34-70-030-87. М. СПО Союзтехэнерго, 1987. – 34 ст.
8. Комплекс программ РТП 3 для расчета и нормирования потерь электроэнергии, допустимого, фактического небаланса и количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях 0,38-220 кВ. Руководство пользователя. М. Энергоэкспертсервис, 2013. - 348 ст.
9. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики. Сборник лекций МЭИ. М. Машиностроение, 2014,-379 ст.
10. Волошко А.В. Практичні аспекти впровадження автоматизованих систем контролю енерговитрат /А.В. Волошко, О.В. Коцар. Енергосберігаючі технології та автоматизація / А.В. Волошко, О.В. Коцар. – 2001. –№ 4-5. – С. 16-27.



11. Степанов А.С. Расчет технических потерь энергии в распределительных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АСДУ / А.С. Степанов // Электричество. – 2002. – № 3. – С. 10-15.
12. Кононов Ю.Г. Интеграция баз данных энергосбытовых и распределительных сетевых компаний для мониторинга потерь электроэнергии / Ю.Г. Кононов // Информатика и системы управления. – 2007. – № 2(14). – С. 195-202.
13. Пейзель В.М. Учет емкости линий электропередач в расчетах энергораспределения и потерь энергии в электрических сетях / В.М. Пейзель // Известия ВУЗов. Технические науки. – 2008. – № 3. – С. 63-69.
14. Электромонтажные работы. В 11 кн. Кн. 8. Ч. 1. Воздушные линии электропередачи: Учеб. пособие для ПТУ / Магидин Ф. А.; Под ред. А. Н. Трифонова. — М.: Высшая школа, 1991. — 208 с.
15. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. *Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 648 с.: ил. ББК 31.277.1 Р63*
16. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие / Петрова С. С.; Под ред. С. А. Мартынова. — Л.: ЛПИ им. М. И. Калинина, 1980. — 76 с. — УДК 621.311.2(0.75.8)
17. Нормирование технологических электроэнергии на передачу по электрическим сетям 154-0,4 кВ. Методические указания (ГКД 34.09.104-96). Документ утвержден заместителем министра энергетики и электрификации Украины Ю. А. Наседкиным, согласован Национальным диспетчерским центром электроэнергетики Украины.
18. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. — М.: Энергоатомиздат, 1989. - 176с,
19. Коваль В.М., Наумчик В.С. Нормування технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах: методичні аспекти, програмне забезпечення та аналіз практики розроблення нормативних характеристик // Новини енергетики.-К.-2001. - №7.

20. Фактичні технологічні втрати електричної енергії на її транспортування в електричних мережах України, Японії, США, Канади, Великої Британії, Франції, Німеччини, Італії//Новини енергетики. - К. - 2001. - №7.

21. Методика составления структуры баланса электроэнергии в электрических сетях 0,38-154 кВ, анализ его составляющих и нормирования технологических расходов электроэнергии. Документ утвержден Министерством топлива и энергетики Украины 24 декабря 2003г., согласован Государственным комитетом Украины по энергосбережению.

22. Методика розрахунку і аналізу втрат електроенергії в електричних мережах обленерго.- К.-2001.-53 с. (проект).

23. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 кВ до 110 кВ включно - К.: Держстандарт України, 1999. - 66 с.

24. Справочник по проектированию электроэнергетических систем.// Под редакцией С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985.

25. Данилюк О.В., Батюк Н.Б., Андросук О.В. Моделювання технологічних витрат електричної енергії в енергопостачальних компаніях на основі штучної нейронної мережі з синтезом додаткових входів// Вісник Державного Університету "Львівська політехніка": Електроенергетичні та електромеханічні системи. -2001.- N418. -С. 43-49.

26. Патент на корисну модель "Пристрій для вимірювання втрат електроенергії у високовольтній лінії електропередачі" №117740 МПК G01R 21/133 від 10.07.2017р.